BRINKMANN

EINFÜHRUNG IN DIE ELEKTRISCHE ENERGIEWIRTSCHAFT

VIEWEG

K. Brinkmann

Einführung in die elektrische Energiewirtschaft

Aus dem Programm Energiewirtschaft

Einführung in die elektrische Energiewirtschaft, von K. Brinkmann

Das Energiehandbuch, herausgegeben von G. Bischoff und W. Gocht

Energietaschenbuch, herausgegeben von G. Bischoff und W. Gocht

Zeitschrift für Energiewirtschaft

Vieweg

Karl Brinkmann

Einführung in die elektrische Energiewirtschaft

Studienbuch für
Elektrotechniker, Maschinenbauer,
Verfahrenstechniker, Wirtschaftsingenieure
und Betriebswirtschaftler
im 2. Studienabschnitt

2., überarbeitete und erweiterte Auflage

Mit 49 Bildern und 11 Tabellen



Friedr. Vieweg & Sohn Braunschweig/Wiesbaden

CIP-Kurztitelaufnahme der Deutschen Bibliothek

Brinkmann, Karl:
Einführung in die elektrische Energiewirtschaft:
Studienbuch für Elektrotechniker, Maschinenbauer, Verfahrenstechniker, Wirtschaftsingenieure u. Betriebswirtschaftler im 2. Studienabschnitt/
Karl Brinkmann. – 2., überarb. u. erw. Aufl. –
Braunschweig, Wiesbaden: Vieweg, 1980.
(Uni-Texte)
ISBN 978-3-528-13012-1 ISBN 978-3-322-91116-2 (eBook)
DOI 10.1007/978-3-322-91116-2

1. Auflage 1971
2., überarbeitete und erweiterte Auflage 1980

Satz: Friedr. Vieweg & Sohn, Braunschweig

Umschlaggestaltung: Peter Neitzke, Köln

ISBN 978-3-528-13012-1

Vorwort

Das vorliegende Buch „Einführung in die elektrische Energiewirtschaft" ist entstanden aus Unterlagen für die Vorlesung „Elektrische Energiewirtschaft und Kraftwerke", die ich von 1946 bis 1977 an der Technischen Universität Braunschweig hielt und die seit dem WS 1977/78 Herr Dr.-Ing. *B. von Gersdorff,* Vorstandsmitglied der Berliner Kraft- und Licht (Bewag) AG, Berlin, übernommen hat.

Seit dem Erscheinen der ersten Auflage im Jahre 1971 hat das allgemeine Interesse an energiewirtschaftlichen Fragen stark zugenommen. Die Ölkrise 1973 hat ihre Spuren hinterlassen, und spätestens durch die teilweise Verknappung und den kräftigen Preisanstieg für Erdölprodukte seit dem Frühjahr 1979 ist die Bedeutung einer sicheren Energieversorgung der Öffentlichkeit deutlich bewußt geworden.

Ich habe versucht, dieser Situation bei der vorliegenden Neuauflage Rechnung zu tragen. Das Buch wurde gemäß dem neuesten energiewirtschaftlichen und technischen Stand vollständig überarbeitet und zum Teil erweitert. Um zwei Themenkreise ausführlich behandeln zu können, die gerade in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen haben, wurden die Kapitel „Rationelle und sparsame Energieverwendung" sowie „Genehmigungsverfahren für den Kraftwerks- und Leitungsbau und Standortsicherung" neu aufgenommen.

Das vorliegende Buch erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit; eine erschöpfende Behandlung eines derart umfangreichen Gebietes wie das der elektrischen Energiewirtschaft ist bei dem gewählten Umfang unmöglich. Ziel des Buches ist es auch vielmehr, Interessenten in knapper und übersichtlicher Form in das Gebiet einzuführen. Es wendet sich mit diesem Anliegen sowohl an Studierende als auch an andere Leser, die sich aus beruflichen Gründen oder aus rein privatem Interesse mit Fragen der elektrischen Energiewirtschaft befassen.

Zur Entstehung der Neuauflage haben viele Fachleute beigetragen. Die folgenden Abschnitte wurden von den nachstehend aufgeführten Herren vollständig neu verfaßt: Abschnitt 3: Dr.-Ing. *H. Specht* (Verband der Energie-Abnehmer e.V., Hannover), Abschnitt 6: Dr.-Ing. *K. Deparade* (Hannover-Braunschweigische Stromversorgungs-AG, Hannover), Abschnitt 7: Dr.-Ing. *H. Brumshagen* (Preußische Elektrizitäts-AG, Hannover), Abschnitt 9: Dipl.-Ing. *G. Bischoff* (Verband der Energie-Abnehmer e.V., Hannover), Abschnitte 10 und 11: Prof. Dr. jur. *H.-U. Evers* (Universität Salzburg), Abschnitt 12: *W. Ziemann* (Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG, Essen). Allen Herren gilt mein besonderer Dank.

Wesentliche Unterstützung erhielt ich von den Herren Dr. *D. Budnick* und Dipl.-Ing. *K. Künstle* (Kraftwerk Union AG, Erlangen), Dr.-Ing. *H.-J. Jähne* (Siemens AG, Erlangen), Dr.-Ing. *G. Lottes* (Siemens AG, Erlangen), Dr.-Ing. *A. Mareske* (Berliner Kraft- und Licht-(Bewag) AG), Dr.-Ing. *H. Tolazzi* (Frankfurt/M), ihnen sei herzlich gedankt.

Für Unterlagen und Anregungen habe ich zu danken den Herren Dr.-Ing. *M. Erche* (Siemens AG, Erlangen), Dr. rer. nat. *H. Forth* (Itzehoe), Dr.-Ing. *G. Klätte* (Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG, Essen), Dr.-Ing. *L. Müller* (Bayerische Elektricitäts-Lieferungs-Gesellschaft AG, Bayreuth), Dr.-Ing. *B. Stoy* (Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG, Essen).
Für die redaktionelle Bearbeitung des Buches schließlich gilt mein Dank Herrn Dr.-Ing. *H. Specht*, für die Durchsicht Herrn Dr.-Ing. *J. Brinkmann* (Siemens AG, Berlin).

Braunschweig, im Juni 1980

Karl Brinkmann

Inhaltsverzeichnis

1 Geschichtlicher Überblick

1.1 Blockanlagen, Zentralstationen, Elektrizitätswerke, Überlandwerke Verbundbetrieb

Im Jahr 1866 entdeckte *W. v. Siemens* das „Elektrodynamische Prinzip". Diese Erfindung war eine der entscheidenden Grundlagen für die elektrische Energiewirtschaft: Elektrische Energie konnte damit in großen Mengen erzeugt werden. Zunächst dachte man nur an ihren Einsatz für Beleuchtungszwecke. Die verwendeten Lichtbogenlampen erwiesen sich jedoch als derart problematisch, daß eine allgemeine Anwendung unmöglich war. Erst die fabrikmäßige Herstellung von Kohlefaden-Glühlampen durch die *Edison Electric Light Co.* im Jahr 1879 machte die elektrische Beleuchtung konkurrenzfähig gegenüber Gas und Petroleum. 1882 eröffnete *T. A. Edison* in New York das erste der öffentlichen Versorgung dienende Elektrizitätswerk der Welt, eine Blockanlage mit einer Leistung von 90 kW.

Blockanlagen belieferten einen oder mehrere Häuserblocks mit elektrischer Energie für den Betrieb stationärer Beleuchtungsanlagen. Die Dynamomaschinen wurden von Dampfmaschinen angetrieben; die Elektrizitätsverteilung erfolgte über ein Zweileitersystem mit Gleichstrom. Da noch keine geeigneten Zähler zur Verfügung standen, wurde die Energie zu Pauschalpreisen abgegeben.

Die erste Blockanlage in Deutschland wurde von *P. Reisser* ebenfalls im Jahr 1882 in Stuttgart errichtet (2 kW, 65 V, 30 Glühlampen). Noch im gleichen Jahr wurde in Berlin von der *Deutschen Edison-Gesellschaft*, der späteren *AEG*, eine Blockanlage mit einer Leistung von 25 kW in Betrieb genommen. In den folgenden Jahren entstanden auch in anderen Städten derartige Anlagen; 1887 waren 375 in Betrieb, davon 170 in Berlin.

Der nächste Schritt waren die sogenannten *Zentralstationen*, die bereits über ein verzweigtes Netz verfügten und ganze Stadtteile oder Gemeinden versorgten. In Berlin wurde im Jahre 1884 die *AG Städtische Elektricitäts-Werke* gegründet, das erste „öffentliche" deutsche Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Mit der Stadt Berlin wurde der erste Konzessionsvertrag abgeschlossen, der das Recht zur Verlegung von Kabeln in den Straßen beinhaltete, aber auch die Pflicht, jedermann im Versorgungsgebiet anzuschließen. Das Versorgungsgebiet umfaßte zunächst eine Kreisfläche mit einem Radius von 800 m. Die Versorgung erfolgte von der Zentralstation Markgrafenstraße aus, die 1885 in Betrieb genommen wurde. 6 Dampfmaschinen mit je 180 PS (132 kW) trieben je 3 Gleichstromgeneratoren (2 × 45 kW, 1 × 27 kW) an; die gesamte elektrische Leistung betrug 702 kW.

Nach wie vor wurde die elektrische Energie jedoch fast ausschließlich für Beleuchtungszwecke eingesetzt. So gab es 1885 in Berlin schon etwa 50 000 Glühlampen, aber erst einen Elektromotor. Daraus resultierte eine sehr ungleichmäßige Belastung. Bild 1.1 zeigt Tagesbelastungsdiagramme einer Zentralstation für einen Sommer- und einen Wintertag

des Jahres 1890. Die Anzahl der installierten Elektromotoren nahm zwar im Laufe der Jahre ständig zu; der Grundstein für den Siegeszug des Elektromotors wurde jedoch erst 1889 gelegt: *M. v. Dolivo-Dobrowolsky* konstruierte den ersten Drehstrommotor.

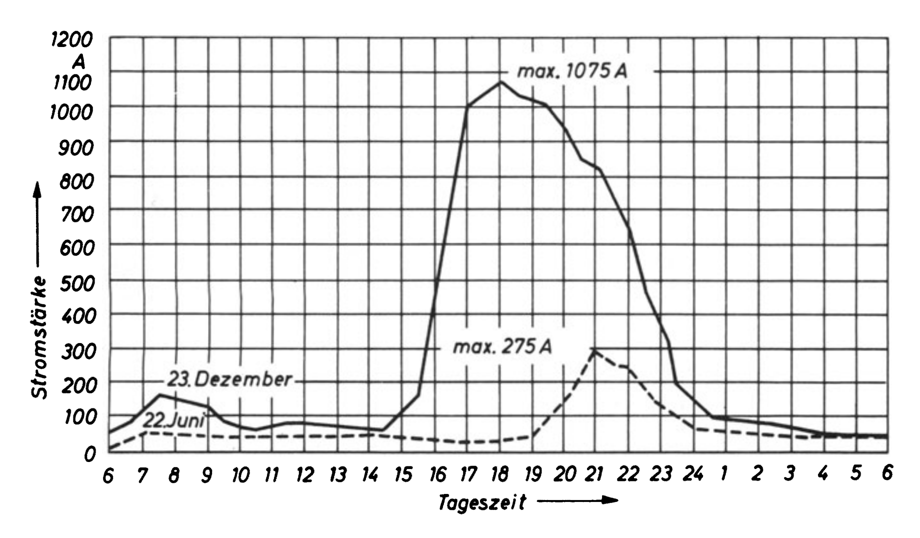


Bild 1.1 Tagesbelastungsdiagramme aus dem Jahr 1890 [*Dettmar* 1940]

Um 1890 entstanden auch die ersten Wechselstrom-Anlagen. Zwischen den Verfechtern von Gleich- und Wechselstrom kam es zu fachlichen Auseinandersetzungen, die erst mit der Einführung und Durchsetzung des Drehstromes beendet wurden. Entscheidend für diese Entwicklung waren vor allem folgende Vorteile des Mehrphasen-Wechselstromes gegenüber dem Gleichstrom:

1. Die Übertragung elektrischer Energie über große Entfernungen ist wirtschaftlich nur mit höheren Spannungen möglich. Mit Hilfe von Transformatoren, die um 1885 entwickelt wurden, ist bei der Verwendung von Wechselstrom eine Umwandlung der elektrischen Energie auf verschiedene Spannungsebenen zuverlässig und mit hohem Wirkungsgrad (> 99 %) möglich.
2. Drehstrom-Asynchronmotoren, insbesondere Kurzschlußläufer-Motoren, sind durch das Fehlen von Kommutatoren betriebssicher und billig.
3. Drehstrom-Synchrongeneratoren haben einen hohen Wirkungsgrad und erfordern ein zeitlich konstantes Drehmoment.

Die Einführung des Drehstromes um 1900 eröffnete völlig neue Möglichkeiten. Infolge der Fortschritte im Maschinenbau konnten mittlerweile größere *Elektrizitätswerke* mit Leistungen im MW-Bereich errichtet werden; bei der Verwendung von Gleichstrom waren diese jedoch an die unmittelbare Nähe des Absatzgebietes gebunden. Die Einführung des Drehstromes erlaubte es, die Erzeugung elektrischer Energie weiter zu zentralisieren und an den Rand der Städte zu verlagern. Mehr und mehr wurden auch ländliche Gebiete von

sogenannten *Überlandwerken* mit elektrischer Energie versorgt. Um die Jahrhundertwende gab es im damaligen Reichsgebiet 25 Überlandwerke und 76 städtische Elektrizitätsversorgungsunternehmen.
Die übliche Übertragungsspannung lag zu dieser Zeit bei 6 kV. Fortschritte in der Hochspannungstechnik erlaubten jedoch bald den Einsatz höherer Spannungen. Tabelle 1.1 zeigt die Entwicklung der Übertragungsspannungen und der überbrückten Entfernungen. Mit der Steigerung der Übertragungsspannung und damit der übertragbaren Leistung war der nächste große Schritt in der Entwicklung der elektrischen Energiewirtschaft vorgezeichnet: Die Einführung des Verbundbetriebes mit all seinen Vorteilen (s. 2.2). Die Basis für unsere heutige sichere elektrische Energieversorgung war geschaffen.

Tabelle 1.1 Entwicklung der Übertragungsspannungen und überbrückten Entfernungen für Drehstromsysteme

Jahr	von – nach bzw. Land	kV	km
1891	Lauffen – Frankfurt/M.	15	175
1912	Lauchhammer – Riesa	110	100
1924	USA	220	400
1929	Brauweiler – Bludenz	220	600
1952	Schweden	380	800
1957	Rommerskirchen – Hoheneck	380	250
1963	USA, UdSSR	500	–
1965	Kanada	735	600
1969	USA	765	100

1.2 Entwicklung der Kraftwerkstechnik

In den Anfängen der Elektrizitätswirtschaft wurden für den Antrieb der Generatoren üblicherweise Dampfmaschinen eingesetzt. Um die Jahrhundertwende hielt dann die Dampfturbine Einzug in die Kraftwerke. Im Jahre 1898 wurden in Deutschland die ersten zwei Dampfturbinen im Kraftwerk Elberfeld installiert (Leistung je 1 MW, Hersteller *BBC*). Zur selben Zeit begann man auch, begünstigt durch die Einführung der Drehstrom-Übertragung, mit der Nutzung der Wasserkraft zur Erzeugung elektrischer Energie. Als erstes Wasserkraftwerk für die öffentliche Elektrizitätsversorgung wurde 1898 das Wasserkraftwerk Rheinfelden mit einer Leistung von 11 MW in Betrieb genommen.
Der weitaus größte Anteil der elektrischen Energie wurde seinerzeit wie heute in Wärmekraftwerken erzeugt. Auf die Entwicklung dieser Kraftwerksart soll daher im folgenden näher eingegangen werden.
In Tabelle 1.2 sind typische Daten von konventionellen Wärmekraftwerken in der Zeit von 1930 bis 1975 zusammengestellt. Zugrundegelegt sind jeweils die erreichten Best- bzw. Höchstwerte ggf. unter Verwendung ferritischer Werkstoffe. Bild 1.2 zeigt die Entwicklung des Dampfdruckes, der Dampftemperatur und des spezifischen Wärmeverbrauches zwischen 1910 und 1970 [Kraftwerke Europas 1].

Tabelle 1.2 Entwicklung konventioneller Wärmekraftwerke

Jahr		1930	1950	1960	1970	1975
Blockleistung	MW	50	60	150	300	600
thermischer Wirkungsgrad	%	20	30	40	40	41,5
spezifischer Wärmeverbrauch	MJ/kWh	18	12	9	9	8,7
Dampfdruck	bar	34	130	250	250	260
Dampftemperatur	°C	400	500	545	560	560
Herstellungskosten RM/kW bzw. DM/kW		225	500	400	500	625

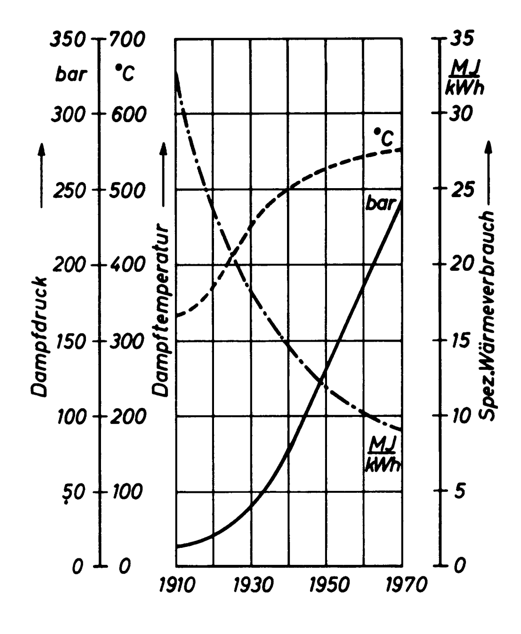


Bild 1.2
Entwicklung des Dampfdruckes und des spez. Wärmeverbrauches [Kraftwerke Europas 1]

Mit der Zunahme der Blockleistung erfolgte eine Steigerung von Dampfdruck und -temperatur. Der thermische Wirkungsgrad konnte zwischen 1930 und 1975 um mehr als den Faktor 2 erhöht werden; entsprechend sank der spezifische Wärmeverbrauch. Die spezifischen Herstellungskosten zeigen infolge der Geldentwertung einerseits und der Leistungs- und Wirkungsgraderhöhung andererseits keine eindeutige Tendenz. Als Richtwert kann jedoch davon ausgegangen werden, daß bei konventionellen Dampfkraftwerken die Kosten mit der 0,9ten Potenz der Leistung sinken.

Die Größenordnung der durch die Wirkungsgraderhöhung in der Bundesrepublik Deutschland eingesparten Steinkohlemengen läßt sich anhand der folgenden Betrachtung ermessen: Im Jahre 1959 wurden in Steinkohlekraftwerken 11,5 Mt Steinkohle verfeuert. Bei dem technischen Stand von 1950 wären jedoch 15,6 Mt verbraucht worden. Es konnten also allein im Jahre 1959 4,1 Mt Steinkohle „eingespart" werden. Insgesamt wurde durch die Wirkungsgraderhöhung in den 10 Jahren von 1950 bis 1960 eine Ersparnis von etwa 20 Mt Steinkohle erreicht.

2 Anforderungen an die Elektrizitäts-Versorgungs-Unternehmen (EVU), Verbundbetrieb und Entwicklungstendenzen im Verbrauch elektrischer Energie

2.1 Anforderungen an die EVU

Die breite Anwendung der elektrischen Energie führte zu einer gesetzlichen Regelung der Anforderungen an die EVU. Diese Anforderungen sind im *Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft vom 13.12.1935* festgelegt (s. unter 10), sie sollen hier nur kurz angedeutet werden:

1. Die EVU müssen die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Versorgung mit elektrischer Energie im größtmöglichen Maße zu möglichst niedrigen Preisen gewährleisten.
2. Die EVU sind dazu verpflichtet, der Nachfrage an elektrischer Energie stetig nachzukommen.
3. Die Preisbildung und das Tarifsystem der EVU müssen eine kontinuierliche Entwicklung erkennen lassen.

2.2 Verbundbetrieb

2.2.1 Bedeutung und Vorteile des Verbundbetriebes

Eine der wesentlichen Voraussetzungen für unsere heutige sichere Energieversorgung ist der Verbundbetrieb. Wärmekraftwerke, Laufwasser- und Speicherkraftwerke der EVU und der privaten Erzeuger (z.B. Eigenanlagen der Industrie) sind über Hochspannungsleitungen miteinander verbunden und in Zwischenstationen mit dem regionalen Netz verknüpft. Auf diese Weise können die Kraftwerke unter Berücksichtigung ihrer Energieerzeugungskosten so eingesetzt werden, daß die Kosten der Gesamterzeugung möglichst gering sind. Der Verbrauch an elektrischer Energie hängt stark von der Tages- und Jahreszeit ab (s. unter 7). Nach der Zeitdauer der anfallenden Netzlast unterscheidet man zwischen *Grundlast* (ganztägig), *Mittellast* (etwa 12 bis 18 Stunden pro Tag) und *Spitzenlast* (bis zu einigen Stunden pro Tag). Entsprechend der Struktur ihrer Energieerzeugungskosten (s. unter 8) werden die verschiedenen Kraftwerksarten im Verbundbetrieb in diesen drei Lastbereichen eingesetzt:

Grundlast: Laufwasser-, Braunkohle-, Kernkraftwerke.
Mittellast: Steinkohle-, Gas- und kombinierte Kraftwerke.
Spitzenlast: Gas-/Öl-, Gasturbinen-, Speicherkraftwerke, Pumpspeicherwerke.

Kraftwerke müssen in regelmäßigen Abständen Revisionen unterzogen werden, und auch Kraftwerksausfälle durch Betriebsstörungen lassen sich nicht ausschließen. Durch den Verbundbetrieb kann die von den einzelnen EVU für diese Fälle bereitzuhaltende Reserveleistung verringert werden. Schließlich erlaubt der Verbundbetrieb einen Verbraucherausgleich, das heißt einen Energietransport zu den jeweiligen Verbraucherschwerpunkten, die im allgemeinen zeitlich differieren.
Zusammengefaßt bietet ein breiter Verbundbetrieb also folgende *Vorteile*:

1. Verringerung der Energieerzeugungskosten durch optimalen Einsatz aller Kraftwerke.
2. Verringerung der Reserveleistung für die einzelnen EVU.
3. Verbraucherausgleich.

Damit trägt der Verbundbetrieb wesentlich dazu bei, daß die EVU der Anforderung des Energiewirtschaftsgesetzes nach größtmöglicher Sicherheit der Versorgung mit elektrischer Energie zu möglichst niedrigen Preisen gerecht werden können.

2.2.2 Verbundbetrieb in der Bundesrepublik Deutschland

Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen in der Bundesrepublik Deutschland, die miteinander im Verbundbetrieb arbeiten, sind in der *Deutschen Verbundgesellschaft* (DVG) zusammengeschlossen. Die DVG wurde 1948 gegründet; ihr Sitz ist Heidelberg.
Das Arbeitsgebiet der DVG überdeckt das gesamte Bundesgebiet. Die DVG-Mitglieder und ihre Arbeitsbereiche können Bild 2.1 entnommen werden.
Die Übertragung der elektrischen Energie im Verbund erfolgt über ein leistungsfähiges Hochspannungsnetz mit einer höchsten Spannungsebene von 380 kV. Die Gesamtlänge der Leitungen betrug am 1.1.1978 7250 km für die Betriebsspannung 380 kV, 16600 km für die Betriebsspannung 220 kV. Der Verlauf der Hochspannungsleitungen mit Betriebsspannungen von 380 kV und 220 kV sowie die Lage der Kraftwerke in der Bundesrepublik können einer bei der DVG erhältlichen Karte entnommen werden.
Den optimalen Einsatz der Kraftwerke steuern die Lastverteiler. Sie setzen die Kraftwerke nach wirtschaftlichen und technischen Gesichtspunkten zur Deckung von Grund-, Mittel- und Spitzenlast ein. In der Bundesrepublik gibt es 8 Hauptlastverteilerstationen.

2.2.3 Verbundbetrieb in Europa

Um die Wirtschaftlichkeit der Erzeugung von elektrischer Energie weiter zu steigern und um Engpässe in der Energielieferung weitgehend auszuschalten, besteht in Europa auch ein Verbundbetrieb auf internationaler Ebene.

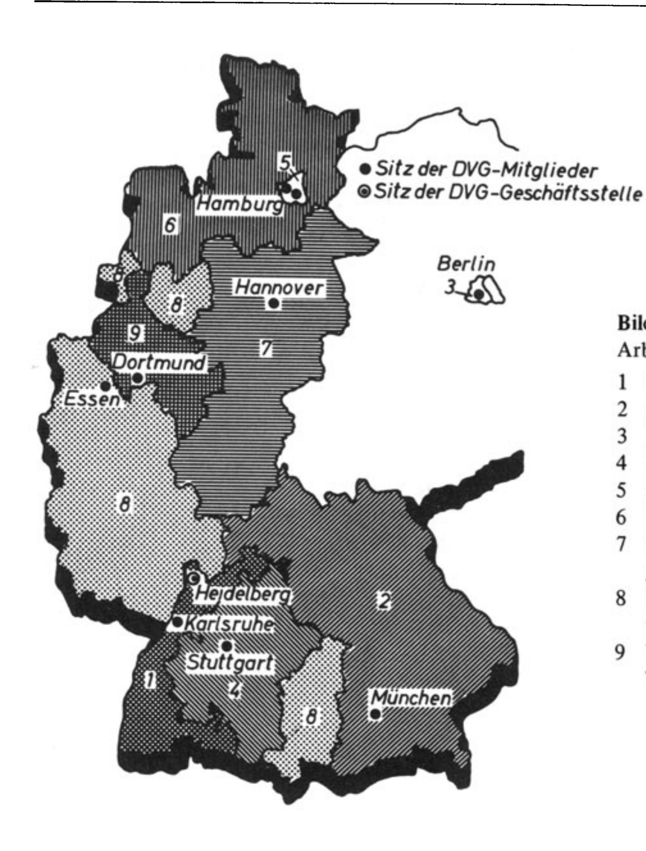


Bild 2.1
Arbeitsbereiche der DVG-Mitglieder

1 Badenwerk AG
2 Bayernwerk AG
3 Berliner Kraft- und Licht (Bewag)-AG
4 Energie-Versorgung Schwaben AG
5 Hamburgische Electricitäts-Werke
6 Nordwestdeutsche Kraftwerke AG
7 Preußische Elektrizitäts-Aktiengesellschaft
8 Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerk AG
9 Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG

Die Hochspannungsnetze Westeuropas sind gekoppelt. Ein Teil der Staaten arbeitet in der UCPTE (*Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transportes elektrischer Energie*) zusammen. Die UCPTE umfaßte 1975 eine Engpaßleistung von 215 GW und erzeugte im selben Jahr 801 TWh.

Die Mitgliedsländer der UCPTE sind:

B Belgien
D Bundesrepublik Deutschland
F Frankreich
I Italien
L Luxemburg
NL Niederlande
A Österreich
CH Schweiz

Angeschlossen sind außerdem:

DK Dänemark
E Spanien
GB Großbritannien
N Norwegen
P Portugal
S Schweden
SF Finnland

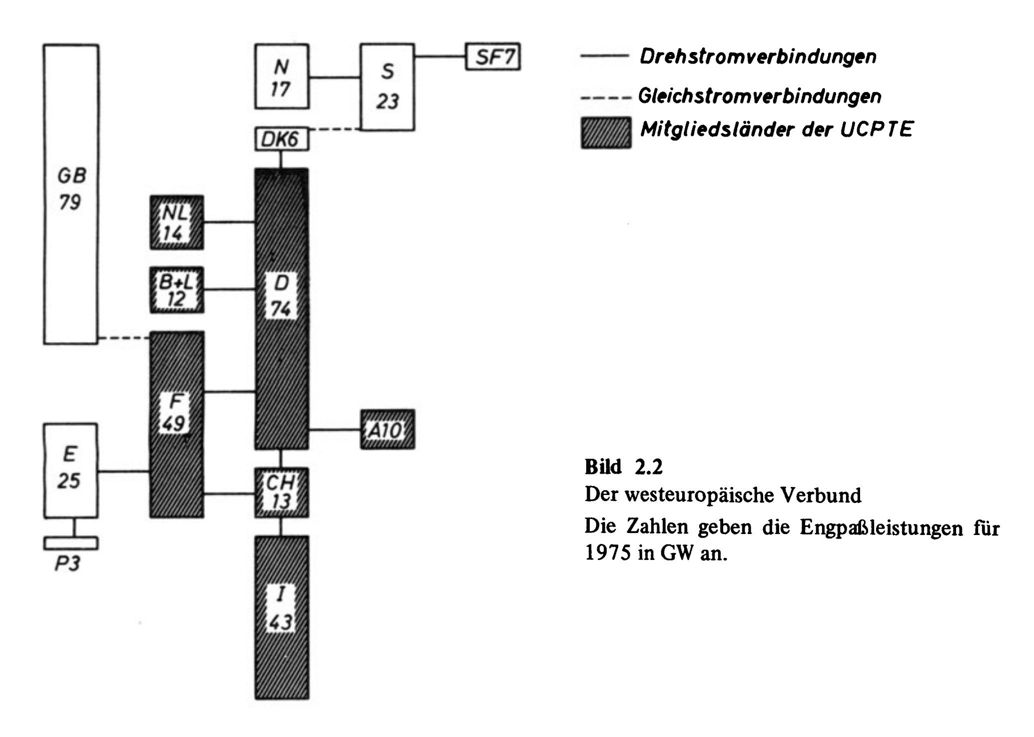


Bild 2.2
Der westeuropäische Verbund
Die Zahlen geben die Engpaßleistungen für 1975 in GW an.

Bild 2.2 zeigt schematisch die Verbindungen im westeuropäischen Verbund sowie die Engpaßleistungen der angeschlossenen Staaten.
Auch in Osteuropa haben sich die Staaten des Comecon im Rahmen der OES (*Vereinigte Energiesysteme*) zu einem Verbund zusammengeschlossen, der die Netze Bulgariens, der CSSR, der DDR, Polens, Rumäniens, Ungarns sowie ein Teilnetz der UdSSR umfaßt.

In Zeiten reicher Wasserdarbietung können die Länder mit großen Wasserkraftvorkommen auf Wochen oder Monate erhebliche Mengen Überschußenergie über die Landesgrenzen abgeben, die das Einfuhrland dazu verwenden kann, die eigene Erzeugung in Dampfkraftwerken herabzusetzen. In Zeiten des Wassermangels jedoch bedürfen die Länder mit Wasserkrafterzeugung einer Ergänzungslieferung aus Wärmekraftwerken. Daneben besteht ein Austausch von kurzfristiger, z. B. über das Wochenende oder täglich zu gewissen Stunden anfallender Überschußenergie, die im Erzeugerland nicht benötigt wird. Darüber hinaus findet ein Energieaustausch statt, falls in einem der Verbundnetze oder in einem der am Verbundbetrieb teilnehmenden Kraftwerke eine Störung oder ein kurzfristiger Energie-Engpaß auftritt.

2.3 Entwicklungstendenzen im Verbrauch elektrischer Energie

Um der Nachfrage an elektrischer Energie stetig nachkommen zu können, müssen die EVU den Ausbau ihrer Versorgungseinrichtungen langfristig planen. Die Kenntnis der Entwicklungstendenzen im Verbrauch elektrischer Energie ist daher von großer Bedeutung.

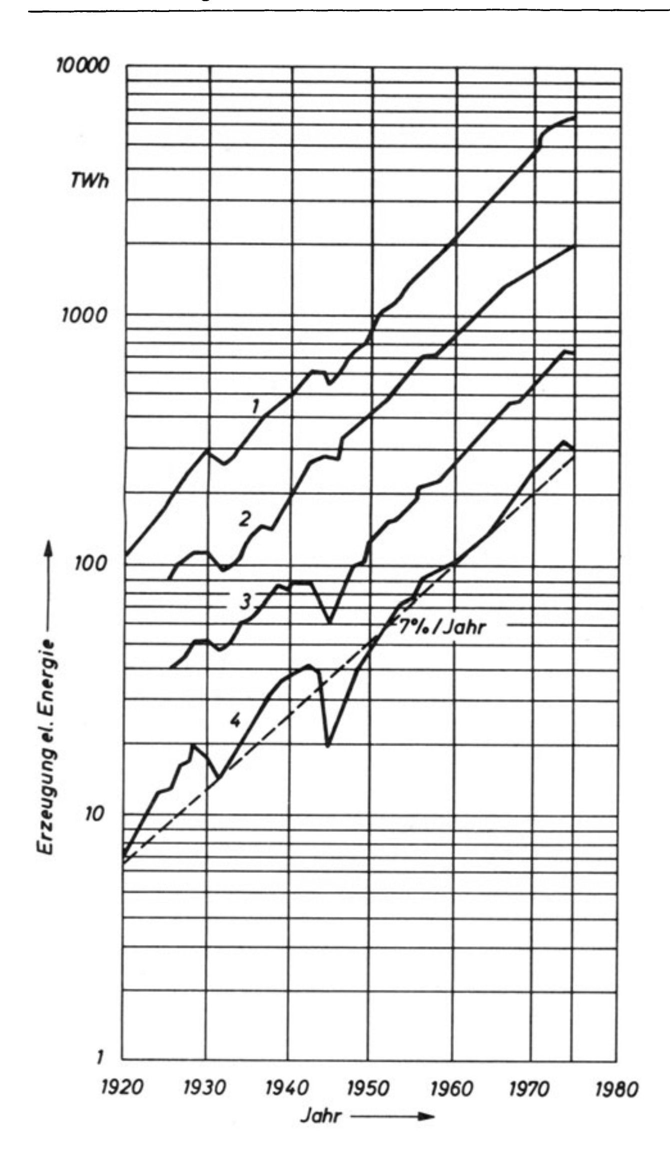


Bild 2.3
Entwicklung der Erzeugung elektrischer Energie
[*Roser* 1960, ergänzt]

1 in der gesamten Welt
2 in den USA
3 in den Montanunion-Staaten
4 in der Bundesrepublik Deutschland

Bild 2.3 zeigt die Entwicklung der Erzeugung elektrischer Energie in der Welt und in einigen Industriestaaten ab 1920. Die mittlere Zuwachsrate lag nahezu einheitlich in allen größeren Industriestaaten bei etwa 7 % pro Jahr; dies entspricht einer Verdoppelung in etwa 10 Jahren. Diese Zuwachsrate war lange Zeit Grundlage für die Planungen der EVU.

Der Verbrauch elektrischer Energie in der Bundesrepublik Deutschland, unterteilt nach Verbrauchergruppen, ist für einige Jahre zwischen 1950 und 1978 in Tabelle 2.1 zusammengestellt. Von 1950 bis 1960 stieg der Gesamtverbrauch um den Faktor 2,6, von 1960 bis 1970 um den Faktor 2,09. In den Jahren 1973 bis 1978 lag jedoch die mittlere

Tabelle 2.1 Verbrauch elektrischer Energie in der Bundesrepublik Deutschland, unterteilt nach Verbrauchergruppen [BM Wi 1951–1979]

Jahr	1950	1960	1970	1973	1974	1975	1976	1977	1978
Verbraucher	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Industrie	66,3	66,9	56,7	54,9	54,5	50,9	51,5	51,0	50,7
Verkehr	3,9	3,4	3,4	3,1	3,0	3,0	2,9	2,9	2,9
Öffentliche Einrichtungen	4,6	3,8	4,9	5,2	5,4	6,0	6,2	6,4	6,6
Landwirtschaft	1,8	1,8	2,2	2,1	2,1	2,2	2,1	2,1	2,1
Haushalt	7,2	10,9	18,5	20,9	21,5	23,4	23,1	23,6	24,2
Handel und Gewerbe	5,8	6,6	8,3	8,7	8,6	9,4	9,3	9,5	9,8
Verluste und Nichterfaßtes	10,4	6,6	6,0	5,1	4,9	5,1	4,9	4,5	3,7
Gesamtverbrauch in TWh	42	111	232	288	296	290	312	320	334

Zuwachsrate nur noch bei 3,1 % pro Jahr; hochgerechnet für ein Jahrzehnt ergibt sich daraus der Faktor 1,35. Der Verbrauch an elektrischer Energie wird sich also von 1970 bis 1980 nicht verdoppeln.

Diese nicht vorherzusehende Verringerung der Zuwachsraten nach der Ölkrise im Jahre 1973 ist in allen Industriestaaten zu beobachten. Sie macht deutlich, wie außerordentlich schwierig es ist, *Prognosen* über die zukünftige Entwicklung des Verbrauches an elektrischer Energie zu stellen. Aus der Vielzahl der *Einflußgrößen*, von denen der elektrische Energieverbrauch abhängt und die daher bei der Erstellung von Prognosen berücksichtigt werden müßten, sind im folgenden einige wichtige aufgeführt:

1. Wirtschaftswachstum unter Berücksichtigung der Entkopplung [*Müller, Stoy* 1978]
2. Bevölkerungsentwicklung
3. Politische Entwicklung
4. Umweltschutz
5. Preisentwicklung der elektrischen Energie, vor allem im Vergleich zu anderen Energieträgern
6. Entwicklung des Verbrauches verschiedener Verbrauchergruppen, vor allem der Haushalte (s. Tab. 2.1) [VDEW 1977]
7. Energiebewußtsein
8. Rationelle und sparsame Energieverwendung (s. unter 6)
9. Verbrauchergewohnheiten
10. Substitution anderer Energieträger (z. B. Erdöl) durch elektrische Energie
11. Einsatz neuer Technologien (z. B. Wärmepumpe)
12. Neue, noch unbekannte Anwendungsmöglichkeiten (z. B. in der Datenverarbeitung)

Diese Einflußgrößen sind keineswegs voneinander unabhängig: So beeinflussen z. B. Wirtschaftswachstum und Bevölkerungsentwicklung beide direkt den Energieverbrauch; andererseits beeinflußt die Bevölkerungsentwicklung das Wirtschaftswachstum. Weiterhin ist

auch die künftige Entwicklung der Einflußgrößen nicht exakt bekannt. Prognosen dürfen also nicht als genaue Zahlenwerte aufgefaßt werden, sondern sie können lediglich Tendenzen und Größenordnungen einer zu erwartenden Entwicklung aufzeigen. In nicht zu großen Abständen müssen sie anhand der tatsächlichen Entwicklung überprüft und gegebenenfalls korrigiert werden. An dieser Stelle soll daher auf die Wiedergabe von Prognosen verzichtet und lediglich auf einige neuere Literaturstellen hingewiesen werden [BMWi 1977; *Erche, Heidinger* 1978; *Pestel* 1978; VDEW 1977].

In Entwicklungsländern ist im Gegensatz zu den Industriestaaten infolge des Nachholbedarfes mit Sättigungserscheinungen im Verbrauch elektrischer Energie in nächster Zeit nicht zu rechnen; entsprechend hoch sind die Zuwachsraten. In Ägypten z.B. betrug die mittlere jährliche Zuwachsrate in der Erzeugung elektrischer Energie in den Jahren 1973 bis 1977 16 %; dies entspricht einer Verdoppelung in etwa 5 Jahren. Da mit einem Rückgang des Verbrauches an elektrischer Energie in den Industriestaaten nicht gerechnet werden kann, wird die Erzeugung elektrischer Energie weltweit auf absehbare Zeit weiter zunehmen.

3 Primärenergiequellen

Elektrische Energie ist *Sekundärenergie*; sie muß durch Umwandlung aus in der Natur vorkommender *Primärenergie* erzeugt werden. Die Primärenergiequellen lassen sich einteilen in erschöpfliche und unerschöpfliche Energiequellen. *Erschöpfliche Energiequellen* sind z. B. fossile Energieträger wie Kohle, Erdöl und Erdgas sowie Kernenergie. Diese Energieträger sind in einer für menschliche Zeitmaßstäbe unendlich langen Zeit entstanden. Die Vorräte sind jedoch begrenzt, so daß sie in absehbarer Zeit erschöpft sein werden. *Unerschöpfliche Energiequellen* sind dagegen z. B. Energie solarer Herkunft (Energieträger Wasser, Wind, Sonnenstrahlung) sowie geothermische Energie. Eine Erschöpfung dieser Energiequellen ist unter Zugrundelegung menschlicher Zeitmaßstäbe nicht abzusehen.

In der Bundesrepublik Deutschland basiert die Erzeugung elektrischer Energie derzeit im wesentlichen auf den erschöpflichen Energiequellen Steinkohle, Braunkohle, Erdöl, Gas und Kernenergie sowie auf dem unerschöpflichen Energieträger Wasser. Bild 3.1 zeigt die

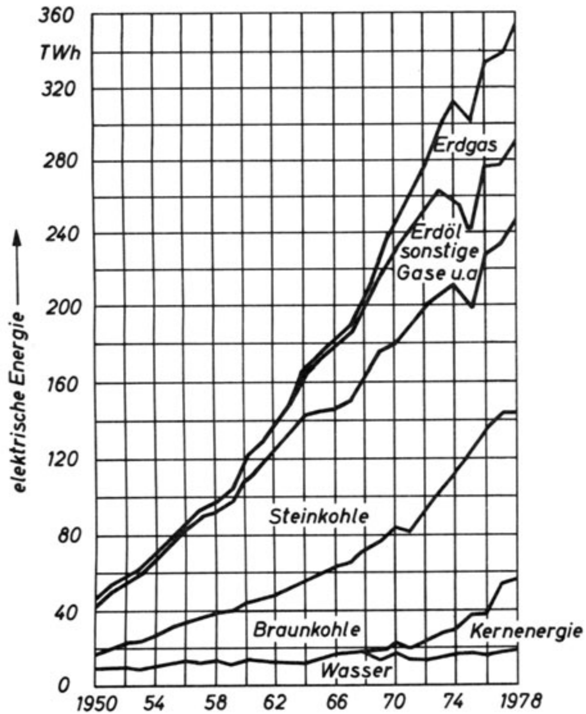


Bild 3.1
Zeitliche Entwicklung der Anteile der Primärenergiequellen an der Gesamtbruttoerzeugung elektrischer Energie in der Bundesrepublik Deutschland [BM Wi 1979]

zeitliche Entwicklung des Einsatzes dieser Energiequellen für die Gesamtbruttoerzeugung elektrischer Energie in der Bundesrepublik. In Tabelle 3.1 sind die Anteile der Energiequellen für einige Jahre aufgeführt.

Tabelle 3.1 Anteile der Primärenergiequellen an der Gesamtbruttoerzeugung elektrischer Energie in der Bundesrepublik Deutschland [BMWi 1951–1979]

Jahr	1950		1955		1960		1965		1970		1975		1977		1978	
Energiequelle	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Steinkohle	27,6	62,0	43,0	56,2	62,5	53,7	87,4	50,8	95,5	39,4	73,3	24,3	91,7	27,3	100,9	28,5
Braunkohle	8,3	18,7	21,5	28,1	31,0	26,6	44,4	25,8	59,7	24,6	85,2	28,2	88,1	26,3	89,3	25,3
Erdöl					4,0	3,4	16,6	9,6	36,3	15,0	30,1	10,0	29,4	8,8	31,1	8,8
Gas					5,0	4,3	7,5	4,3	22,8	9,4	70,4	23,3	67,7	20,2	72,6	20,6
Kernenergie							0,1	0,1	6,0	2,5	21,4	7,1	36,1	10,8	35,9	10,2
Wasser	8,6	19,3	12,0	15,7	13,0	11,2	15,4	8,9	17,8	7,3	17,1	5,7	17,6	5,2	18,5	5,2
Sonstige					0,9	0,8	0,9	0,5	4,5	1,8	4,3	1,4	4,7	1,4	5,1	1,4
Gesamterzeugung	44,5	100	76,5	100	116,4	100	172,3	100	242,6	100	301,8	100	335,3	100	353,4	100

3.1 Erschöpfliche Energiequellen

Bis heute wird in der Bundesrepublik elektrische Energie zum größten Teil aus erschöpflichen Energiequellen erzeugt. Ihr Anteil an der Gesamtbruttoerzeugung lag im Jahre 1978 bei rd. 95 %.

3.1.1 Fossile Energieträger: Kohle, Erdöl, Gas

Der Anteil der fossilen Energieträger Steinkohle, Braunkohle, Erdöl und Gas an der Gesamtbruttoerzeugung elektrischer Energie lag im Jahre 1978 bei rd. 83 %.
Der Anteil der *Steinkohle* an der Gesamtbruttoerzeugung fiel von 62 % in 1950 auf 28,5 % in 1978, die erzeugte Energie stieg jedoch von 27,6 TWh in 1950 auf 100,9 TWh in 1978. Der hierfür benötigte Brennstoffeinsatz lag 1978 bei 32,4 Mt. Die Vorräte an Steinkohle können ebenso wie für alle anderen erschöpflichen Energiequellen nur geschätzt werden. Die Schätzungen liegen derzeit für die Bundesrepublik bei 230 Gt, für die Welt bei 7000 Gt. Aussagen darüber, in welchem Zeitraum die Steinkohlereserven verbraucht sein werden, sind äußerst schwierig. Dieser Zeitraum wird außer durch die Exploration neuer Vorkommen durch die Entwicklung des Energieverbrauches sowie die Verfügbarkeit alternativer Energiequellen beeinflußt. Daneben muß berücksichtigt werden, daß Steinkohle bei einer Erschöpfung der Erdölvorkommen als Rohstoff für die chemische Industrie eingesetzt werden kann.
Der Anteil der *Braunkohle* an der Gesamtbruttoerzeugung stieg von 18.7 % in 1950 auf 25,3 % in 1978; die erzeugte elektrische Energie betrug 8,3 TWh in 1950, 89,3 TWh in 1978. Der erforderliche Brennstoffeinsatz belief sich 1978 auf 114,4 Mt. Die geschätzten

Reserven liegen für die Bundesrepublik bei 60 Gt, für die Welt bei 2000 Gt. Bei einem Vergleich mit den Steinkohlevorräten muß der geringere Heizwert der Braunkohle berücksichtigt werden; der Energieinhalt von 1 t Braunkohle beträgt für die in der Bundesrepublik geförderte Kohle im Mittel 0,26 t SKE (Steinkohleneinheit; 1 t SKE = 29,27 GJ = 8,13 MWh). Die Lagerstätten der Braunkohle befinden sich dicht unter der Erdoberfläche, so daß im Gegensatz zur Steinkohle ein Abbau im Tagebau möglich ist. Der weitaus größte Teil der Braunkohle wird „verstromt“. Trotz des durch die Förderung im Tagebau niedrigen Preises der Braunkohle ist die Erzeugung elektrischer Energie in Braunkohlekraftwerken nur wirtschaftlich, wenn diese in unmittelbarer Nähe der Abbaugebiete stehen, da infolge des geringen Heizwertes große Mengen transportiert werden müssen.

Der Anteil des *Erdöles* an der Gesamtbruttoerzeugung elektrischer Energie betrug 8,8 % in 1978 entsprechend 31,1 TWH. Der hierfür notwendige Brennstoffeinsatz betrug 6,3 Mt. Für die Erzeugung elektrischer Energie wird schweres Heizöl verwendet, ein Rückstandsprodukt der Erdöldestillation. Die Erdölreserven der Bundesrepublik werden auf 80 Mt geschätzt, die der Welt auf 350 Gt. 1 t Erdöl hat einen Energieinhalt von 1,43 t SKE. Weiterhin ist die Gewinnung von Erdöl auch aus Ölschiefer und Teersanden möglich. Der Energieinhalt dieser Reserven wird weltweit auf $7 \cdot 10^{11}$ t SKE geschätzt. Bei der Beurteilung der Erdölreserven muß vor allem berücksichtigt werden, daß Erdöl derzeit der wichtigste Energieträger ist: In der Bundesrepublik wurden 1976 53 % des Primärenergiebedarfes von $3{,}71 \cdot 10^8$ t SKE durch Erdöl gedeckt; dies entspricht einem Erdölverbrauch von 138 Mt, der vor allem in den Bereichen Heizung, Prozeßwärme und Verkehr anfiel. In Anbetracht der relativ geringen Reserven wird man in nächster Zeit entscheiden müssen, ob das Erdöl nicht für Bereiche reserviert werden sollte, in denen es nur schwer substituiert werden kann, wie z. B. im Verkehr und als Rohstoff für die Chemie.

Der Energieträger *Gas* hatte 1978 einen Anteil von 20,6 % entsprechend 72,6 TWh an der Gesamtbruttoerzeugung elektrischer Energie; davon entfielen auf Erdgas 64,5 TWh entsprechend 18,3 % der Gesamtbruttoerzeugung, der Rest von 8,1 TWh entsprechend 2,3 % auf Kokerei-, Gicht-, Raffinerie- und Klärgas. Der notwendige Brennstoffeinsatz betrug 17,2 Gm^3 Erdgas und 2,3 Gm^3 sonstige Gase. 1 km^3 Erdgas hat einen Energieinhalt von 1,09 t SKE. Die Erdgasreserven der Bundesrepublik werden derzeit auf 350 Gm^3 geschätzt, die der Welt auf 300 Tm^3. Kokerei-, Gicht- und Raffineriegas fallen als Nebenprodukte bei der Verarbeitung fossiler Energieträger an. Klärgas entsteht bei biologischen Umsetzungsprozessen und ist damit nicht zu den fossilen Energieträgern zu rechnen. Der Einsatz von Klär- und anderen Biogasen zur Energieerzeugung dürfte langfristig zunehmen.

3.1.2 Kernenergie

Zur Erzeugung elektrischer Energie wird bislang nur die *Kernspaltung* genutzt. 1978 entfielen 10,2 % der Gesamtbruttoerzeugung auf Kernkraftwerke; die erzeugte Energie betrug 35,9 TWh. Die derzeit betriebenen Kernkraftwerke arbeiten mit thermischen Reaktoren. In diesen kann als spaltbare Materie nur das Uran-Isotop U 235 eingesetzt werden, das im Mittel 0,71 % des Natururans ausmacht. 1 t U 235 hat einen Energie-

inhalt von $2{,}67 \cdot 10^6$ t SKE. Zur Erzeugung der 35,9 TWh in 1978 war ein Primärenergieeinsatz von $1{,}17 \cdot 10^7$ t SKE entsprechend 4,40 t U 235 bzw. 619 t Natururan erforderlich. Über die Uranreserven der „westlichen Welt" liegen als Folge unterschiedlicher Einschätzungen der Abbauwürdigkeit die verschiedensten Angaben vor; die maximalen Schätzungen liegen bei 3,5 Mt. Die Bundesrepublik verfügt lediglich über geringe Vorkommen von etwa 2 kt.

Die vorliegenden Schätzungen machen deutlich, daß die Uranreserven bei einem Einsatz in thermischen Reaktoren in absehbarer Zeit verbraucht sein werden. Eine wesentlich bessere Ausnutzung des Urans versprechen Brutreaktoren, an deren Entwicklung derzeit gearbeitet wird. In diesen Reaktoren wird neben der Energieerzeugung mindestens ebensoviel spaltbares Material gewonnen, wie durch den Vorgang verbraucht wird. Möglich ist die Umwandlung von nicht spaltbarem U 238 (99,29 % des Natururans) in spaltbares Plutonium 239 oder die Umwandlung des in der Natur vorkommenden, nicht spaltbaren Thorium 232 in spaltbares U 233.

Eine weitere Möglichkeit zur Gewinnung von Kernenergie ist die *Kernverschmelzung* (Fusion). Bislang konnten jedoch nur unkontrollierte Fusionsprozesse realisiert werden (Wasserstoffbombe). An der kontrollierten Kernfusion wird weltweit gearbeitet; eine energiewirtschaftliche Nutzung läßt sich aber noch nicht absehen. Ein Fusionsreaktor ist möglicherweise einem Spaltungsreaktor in zweifacher Hinsicht überlegen: Als verschmelzbare Materie kann das praktisch in unbegrenzter Menge zur Verfügung stehende Wasserstoffisotop Deuterium verwendet werden, und als radioaktives Abfallprodukt würde im günstigsten Falle nur das – allerdings hochgiftige – Wasserstoffisotop Tritium anfallen.

3.1.3 Sonstige erschöpfliche Energiequellen

Weitere erschöpfliche Energieträger sind Holz, Torf und Müll. *Holz* und *Torf* spielen für die Erzeugung elektrischer Energie in der Bundesrepublik keine Rolle; ihr Anteil an der Gesamtbruttoerzeugung liegt unter 0,1 %. Durch *Müllverbrennung* wurden 1977 1,2 GWh elektrische Energie erzeugt; das entspricht 0,4 % der Gesamtbruttoerzeugung. Dieser Anteil dürfte langfristig zunehmen.

3.2 Unerschöpfliche Energiequellen

3.2.1 Energieträger Wasser, Wind, Sonnenstrahlung: Energie solarer Herkunft

Der Wasserkreislauf der Erde mit seinen Stationen: Verdunstung – Niederschlag – Abfluß – Verdunstung wird durch Sonnenenergie aufrechterhalten. Der Energieinhalt des Wassers ist also solarer Herkunft. *Wasser* ist bislang der einzige unerschöpfliche Energieträger, der in nennenswertem Maße zur Erzeugung elektrischer Energie genutzt wird. Der Anteil an der Gesamtbruttoerzeugung lag in der Bundesrepublik 1950 bei 19,3 % (8,6 TWh), 1978 bei 5,2 % (18,5 TWh). Eine wesentliche Steigerung ist nicht mehr möglich; das nutzbare Potential der Wasserkraft liegt für die Bundesrepublik bei 20,8 TWh/a. Im Jahre 1985

wird das Wasserkraftpotential voraussichtlich vollständig genutzt werden. Der prozentuale Anteil des Energieträgers Wasser wird demgemäß weiter abnehmen.
Weltweit wird das wirtschaftlich nutzbare Potential der Wasserkraft auf 10^4 TWh/a geschätzt. Erzeugt werden heute nur etwa $1{,}3 \cdot 10^3$ TWh/a; der Einsatz des Energieträgers Wasser für die Erzeugung elektrischer Energie kann also noch wesentlich gesteigert werden.

Windenergie ist ebenfalls solarer Herkunft, denn die Bewegung der Erdatmosphäre wird durch die Sonnenstrahlung aufrechterhalten. Das theoretische Potential der Windkraft (2 % der eingestrahlten Sonnenenergie) beträgt weltweit etwa $3 \cdot 10^7$ TWh/a, für die Bundesrepublik etwa $1{,}5 \cdot 10^4$ TWh/a. Das technisch nutzbare Potential ist jedoch weitaus geringer; für die Bundesrepublik wird es unter Berücksichtigung verschiedener Randbedingungen (u. a. ist die Nutzung der Windenergie nur bei ausreichender Windgeschwindigkeit und bis zu bestimmten Höhen über dem Erdboden möglich) auf 200 TWh/a geschätzt. Ein besonderes Problem ist die Ungleichförmigkeit des Energieangebotes. Anlagen zur Nutzung der Windenergie werden bislang nur in Sonderfällen eingesetzt, z. B. für den Antrieb von Pumpen. Derzeit ist die Erprobung größerer Anlagen geplant (s. auch 4.4); die Ergebnisse dieser Forschungsvorhaben werden zeigen, ob die Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie in der Bundesrepublik Deutschland sinnvoll ist.
Zur direkten Erzeugung von elektrischer Energie aus *Sonnenenergie* steht theoretisch die gesamte auf die Erdoberfläche auftreffende Sonnenstrahlung zur Verfügung. Dies entspricht einem Potential von weltweit 10^9 TWh/a, für die Bundesrepublik von $2{,}5 \cdot 10^5$ TWh/a. Das technisch nutzbare Potential ist jedoch wesentlich geringer. Einerseits ist keine 100 %ige Belegung der Erdoberfläche mit Systemen zur Umwandlung von Sonnenenergie in elektrische Energie möglich, andererseits ist der Wirkungsgrad dieser Systeme niedrig. Er liegt sowohl bei der fotoelektrischen Umwandlung mittels Solarzellen als auch für solarthermische Kraftwerke zwischen 10 % und 20 %. Nachteilig für die technische Nutzung wirkt sich daneben die Ungleichförmigkeit des Energieangebotes aus. Die Erzeugung von elektrischer Energie aus Sonnenenergie ist bislang auf Sonderfälle beschränkt, z. B. die Energieversorgung von Meßstationen, Leuchttürmen und Satelliten. Ein weitergehender Einsatz ist aus Gründen der Wirtschaftlichkeit noch nicht abzusehen. Die Umwandlung von Sonnenenergie in Niedertemperaturwärme dürfte dagegen schon in den nächsten Jahren an Bedeutung gewinnen.

3.2.2 Meeresenergie

Gezeiten, Wellen, Meereswärme und Meeresströmung lassen sich zur Erzeugung elektrischer Energie nutzen. Die *Gezeiten* entstehen als Folge der Massenanziehungskräfte von Mond und Sonne auf die Erde. Für einen wirtschaftlichen Einsatz von Gezeitenkraftwerken ist ein Tidenhub von mindestens 5 m erforderlich. Ein derart großer Tidenhub ist nur in wenigen Gebieten der Welt vorhanden. Bislang arbeiten zwei Gezeitenkraftwerke auf der Welt, und zwar in Frankreich (installierte Leistung 240 MW) und in der UdSSR (installierte Leistung 800 kW). Das technische Potential der Gezeitenenergie wird weltweit auf 360 TWh/a bei einer installierten Leistung von 180 GW geschätzt. In der Bundesrepublik ist eine Nutzung der Gezeitenenergie infolge des geringen Tidenhubs nicht möglich.

Wellen entstehen durch die Einwirkung des Windes auf die Wasseroberfläche. Die Wellenenergie ist also ursprünglich solarer Herkunft. Die Erzeugung von elektrischer Energie aus Wellenenergie wird bislang nur in geringem Umfang vorgenommen, z. B. für die dezentrale Energieversorgung von Bojen und Leuchttürmen. Über das Energiepotential kann infolge fehlender Wellendaten keine sinnvolle Angabe gemacht werden, so daß keine Aussage darüber möglich ist, ob Wellenkraftwerke in Zukunft einen nennenswerten Beitrag zur elektrischen Energieerzeugung werden leisten können.
Durch Sonneneinstrahlung erwärmen sich die oberen Schichten des Meerwassers. Die Temperaturdifferenz zu tiefer gelegenen, kühleren Schichten läßt sich zur Erzeugung elektrischer Energie nutzen. Meeresströmungen, die durch örtlich unterschiedliche Sonneneinstrahlungen entstehen, könnten ebenfalls Kraftwerke antreiben. Für die Energieversorgung der Bundesrepublik ist jedoch die Nutzung von *Meereswärme* und *Meeresströmung* infolge der geographischen Lage nicht möglich. Auch weltweit ist ein wirtschaftlicher Einsatz nicht abzusehen.

3.2.3 Geothermische Energie

Die Temperatur im Inneren der Erde wird auf 3000 °C bis 10000 °C geschätzt. Mit zunehmender Entfernung vom Erdmittelpunkt nimmt die Temperatur ab; der durchschnittliche Temperaturgradient beträgt 30 °C/km. Es fließt also ständig ein Wärmestrom in Richtung auf die Erdoberfläche. Eine technische Nutzung der geothermischen Energie kommt vor allem im Bereich geothermischer Anomalien in Frage, das sind Zonen mit einer geologisch bedingten höheren Wärmestromdichte bzw. einem höheren Temperaturgradienten in der Nähe der Erdoberfläche. Das Energiepotential der geothermischen Anomalien bezogen auf eine Nutzungsdauer von 30 Jahren wird weltweit auf $5{,}5 \cdot 10^{11}$ t SKE geschätzt, für die einzige nennenswerte geothermische Anomalie in der Bundesrepublik im Bereich des Oberrheingrabens auf 10^7 t SKE. Bislang werden nur geothermische Anomalien in Verbindung mit Heißdampf- oder Heißwasserlagerstätten technisch genutzt. Größere Kraftwerke sind in den USA, in Italien und in Neuseeland in Betrieb; die installierte Kraftwerksleistung betrug 1976 weltweit 1350 MW. In der Bundesrepublik Deutschland ist eine wirtschaftliche Nutzbarkeit der geothermischen Energie zur Erzeugung elektrischer Energie nicht abzusehen.
Ein verstärkter Einsatz geothermischer Energie ist denkbar, sobald ein geeignetes Verfahren zur Nutzung der in trockenem heißem Gestein enthaltenen Energie zur Verfügung steht.

4 Kraftwerke

Die Bedeutung verschiedener *Kraftwerksarten* und *Leistungsbereiche* für die Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland soll durch zwei Tabellen veranschaulicht werden.
Die Tabelle 4.1 läßt eine deutliche Tendenz der Anteilsverminderung der Kraftwerke erkennen, die mit den herkömmlichen Brennstoffen wie Stein- und Braunkohle arbeiten. Das gleiche gilt für die Wasserkraftwerke. Demgegenüber hat der Bau von Kraftwerken auf Öl- und Gasbasis zugenommen; der Anteil der Kernkraftwerke läßt ein rasches Wachstum erkennen.

Tabelle 4.1 Leistung der Kraftwerksarten in Prozent der gesamten installierten Kraftwerksleistung [BMWi 1951–1979]

Kraftwerksart	1950	1960	1965	1968	1971	1973	1975	1977	1978
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Steinkohlekraftwerke	67,5	64,5	60,1	58,1	55,5	46,9	38,2	34,4	32,8
Braunkohlekraftwerke	13,5	20,0	18,8	17,9	16,9	18,1	18,2	16,8	16,4
Ölkraftwerke Gaskraftwerke Sonstige Kraftwerke	–	3,0	11,06	12,0	16,8	23,3	31,4	32,3	33,0
Kernkraftwerke	–	–	0,04	1,9	1,8	3,9	4,7	8,8	10,2
Wasserkraftwerke	19,0	12,5	10,0	10,1	9,0	7,8	7,5	7,7	7,6
Gesamtleistung in GW	11,4	27,6	40,6	47,1	54,0	62,0	74,4	83,7	85,5

Bei der Beurteilung der angegebenen Werte muß jedoch beachtet werden, daß der Anteil der durch eine bestimmte Kraftwerksart erzeugten Energie nicht unbedingt ihrem Anteil an der installierten Leistung entsprechen muß. Der Anteil der Braunkohlekraftwerke an der installierten Gesamtleistung betrug z. B. 1978 16,4 %; da sie als Grundlastkraftwerke eingesetzt werden, betrug ihr Anteil an der erzeugten Energie jedoch 25,3 % (s. Tab. 3.1). Umgekehrt verhält es sich bei Mittel- und Spitzenlastkraftwerken (Steinkohle- bzw. Öl- und Gaskraftwerke).
Die Entwicklung der Leistung der öffentlichen Kraftwerke macht die Tabelle 4.2 recht deutlich. Während noch im Jahre 1960 die gesamte installierte Leistung zu 27,5 % von Kraftwerken mit einer Leistung bis zu 150 MW aufgebracht wurde, konnte man 1977 feststellen, daß dieser Anteil auf 14,3 % zurückgegangen war. 1968 lag der Anteil der Kraftwerke bis 300 MW an der installierten Leistung bei 44,7 %. 1977 wird die installierte Leistung bereits zu 70 % von Kraftwerken größer als 300 MW gestellt.

Tabelle 4.2 Anteil der Kraftwerke verschiedener Leistungsbereiche an der gesamten installierten Leistung der öffentlichen Kraftwerke [BM Wi 1961–1978]

Kraftwerksleistung	1960		1965		1968		1971		1973		1975		1977	
MW	GW	%	GW	%	GW	%	GW	%	GW	%	GW	%	GW	%
1...10	0,77	4,5	0,89	3,3	0,90	2,9	0,91	2,6	0,91	2	0,91	1,6	0,90	1,3
über 10... 50	1,76	10,3	2,05	7,7	2,26	7,3	2,40	6,8	2,30	5	2,31	4,1	2,63	3,9
über 50...150	2,18	12,7	4,35	16,4	4,17	13,4	3,77	10,6	5,29	11,6	6,15	10,7	6,06	9,1
über 150... 300	12,42	72,5	6,26	23,6	6,56	21,1	8,13	22,9	8,65	19	8,93	15,6	10,47	15,7
über 300	–	–	13,02	49,0	17,17	55,3	20,29	57,1	28,45	62,4	39,11	68	46,75	70
Gesamte installierte Leistung	17,13	100	26,57	100	31,06	100	35,50	100	45,60	100	57,41	100	66,81	100

Der Trend geht also zu größeren Kraftwerksleistungen.
Im folgenden werden die grundsätzlichen Merkmale und Unterschiede der verschiedenen Kraftwerksarten aufgezeigt, unterteilt nach ihren Primärenergiequellen. Ausführliche Darstellungen, die den Rahmen dieses Buches sprengen würden, finden sich in der Literatur [Kraftwerke Europas 1967; *Buchholdt, Happoldt* 1963].

4.1 Konventionelle Wärmekraftwerke

In diesem Abschnitt werden Wärmekraftwerke behandelt, die als Primärenergieträger *Steinkohle, Braunkohle, Heizöl* und *Erdgas* benutzen. Die Kernkraftwerke werden im Abschnitt 4.2 beschrieben.
Die hervorragende *Bedeutung* der konventionellen Wärmekraftwerke für die elektrische Energieerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland ist dadurch gekennzeichnet, daß sie 1978 rd. 83 % der benötigten elektrischen Energie erzeugt haben. Hiervon haben wiederum die Dampfkraftwerke den weitaus größten Teil aufgebracht, während andere Wärmekraftwerke wie z. B. Gasturbinenanlagen nur gering beteiligt waren.
Der *Entwicklungsstand* dieser Kraftwerksart wird von folgenden Faktoren bestimmt: Einmal geht der Trend wegen der damit verbundenen geringeren Kosten (DM/kW) zu immer größeren Blockeinheiten. So werden heute Einheiten bis zu 800 MW gebaut. Zum anderen werden wegen optimaler wirtschaftlicher Bau- und Betriebsweise möglichst hohe Dampftemperaturen und Dampfdrücke angestrebt. Bei der Frage der Frischdampfzustände ist man jedoch an eine technologische Grenze gelangt. Mit den derzeit gebräuchlichen ferritischen Stählen lassen sich bei Temperaturen zwischen 525 °C und 565 °C Drücke bis zu 250 bar realisieren. Wollte man mit diesen Werten höher gehen, z. B. auf 650 °C und 300 bar, so ließe sich dies nur mit den wesentlich teureren austenitischen Stählen verwirklichen. Da die Wirtschaftlichkeit stets der ausschlaggebende Faktor ist, benutzt man derzeit überwiegend ferritische Werkstoffe.
Viele Jahre wurden Dampfdrücke bis zu etwa 195 bar angewandt. Bei neueren Dampfkraftwerken sind Dampfzustände von etwa 525 °C bis 565 °C bei 250 bar üblich. Den durch die Steigerung des Dampfdruckes erzielbaren Rationalisierungseffekt zeigt Bild 4.1

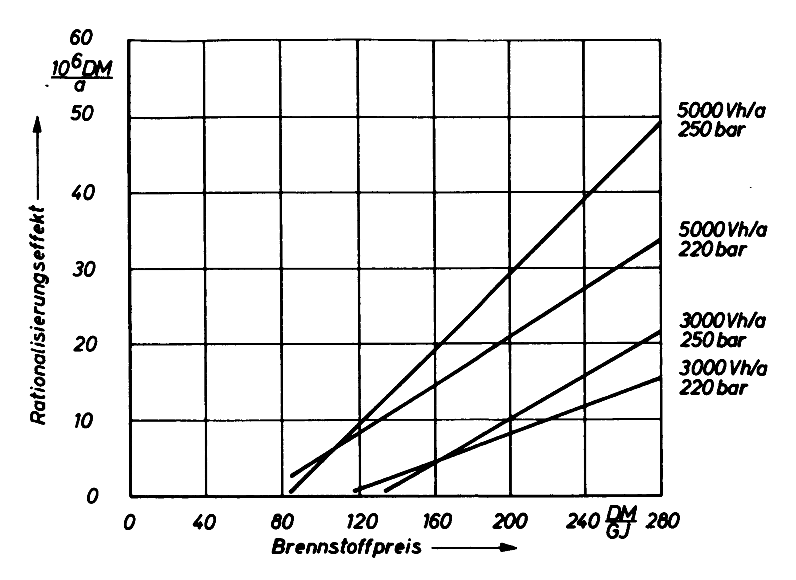


Bild 4.1 Rationalisierungseffekt durch Steigerung des Frischdampfdruckes und der Vollastbenutzungsstunden in Abhängigkeit vom Brennstoffpreis

Randbedingungen: Leistung 720 MW
Basis: Frischdampfdruck 185 bar
Annuität 14 %

am Beispiel eines 720 MW-Blockes. Neben der Abhängigkeit vom Brennstoffpreis wird auch der Einfluß der Vollastbenutzungsstunden deutlich.

Der maximale Wirkungsgrad konventioneller Wärmekraftwerke beträgt heute rd. 42 %, d.h. es werden nur 42 % der zugeführten Primärenergie in elektrische Energie umgewandelt. Eine weitaus bessere Nutzung der Primärenergie kann durch *Kraft-Wärme-Kopplung* erreicht werden (s. auch 6.4.5): Die Abwärme von Heizkraftwerken kann z.B. über Fernwärmenetze verteilt und als Raumheiz- oder Prozeßwärme genutzt werden. Ein Wärmetransport ist nach dem heutigen Stand jedoch nur über Entfernungen von 5 km bis 20 km wirtschaftlich. Die Abwärme großer Kraftwerke kann daher nur in Ballungsgebieten genutzt werden. Derzeit bestehen z.B. in Berlin (West) [*v. Gersdorff* 1979] und Hamburg ausgedehnte Fernwärmenetze. Unter Verwendung kleinerer Kraftwerkseinheiten ist jedoch auch eine Fernwärmeversorgung von Mittelstädten wirtschaftlich; so werden derzeit z.B. in Flensburg 70 % aller Wärmeabnehmer mit Fernwärme versorgt [*Prinz* 1979].

Als Beispiele für konventionelle Wärmekraftwerke werden im folgenden das mit Steinkohle bzw. Öl betriebene Kraftwerk Wilhelmshaven und das Braunkohlekraftwerk Frimmersdorf II beschrieben.

4.1.1 Das Kraftwerk Wilhelmshaven

Zu den interessantesten und modernsten Wärmekraftwerken gehört das 720 MW-Kraftwerk Wilhelmshaven der *Nordwestdeutschen Kraftwerke AG*.

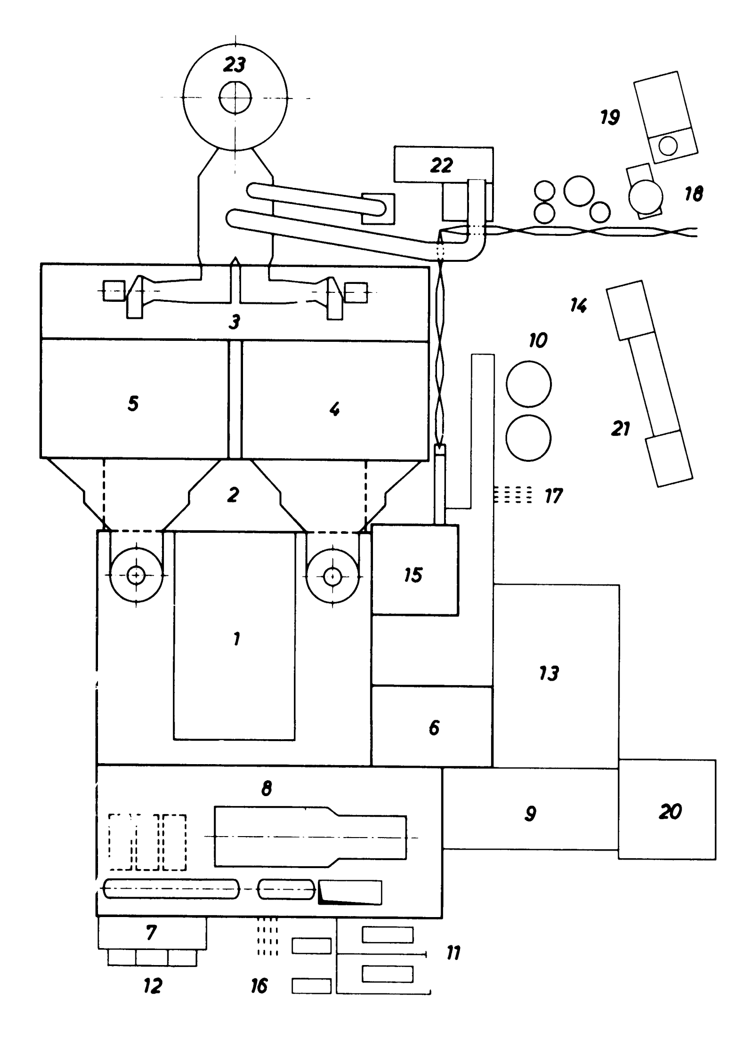


Bild 4.2 Grundrißdarstellung des Kraftwerkes Wilhelmshaven

1 Kesselhaus
2 Frischlüftergebäude
3 Saugzuggebäude
4 Elektrofilter
5 Elektrofilter
6 Schaltanlagengebäude
7 Stromrichterkaskade
8 Maschinenhaus
9 Vollentsalzungsanlage
10 Deionatbehälter
11 Maschinentrafos
12 Kaskadentrafos
13 Werkstatt und Lagergebäude
14 Betriebsmittellagergebäude
15 Hilfskesselhaus
16 Kühlwasserzulaufleitung
17 Kühlwasserrückgabeleitung
18 Flugaschebunker
19 Pumpenhaus für Aschefernförderung
20 Betriebsgebäude
21 Garagengebäude
22 Entschwefelungsanlage
23 Schornstein

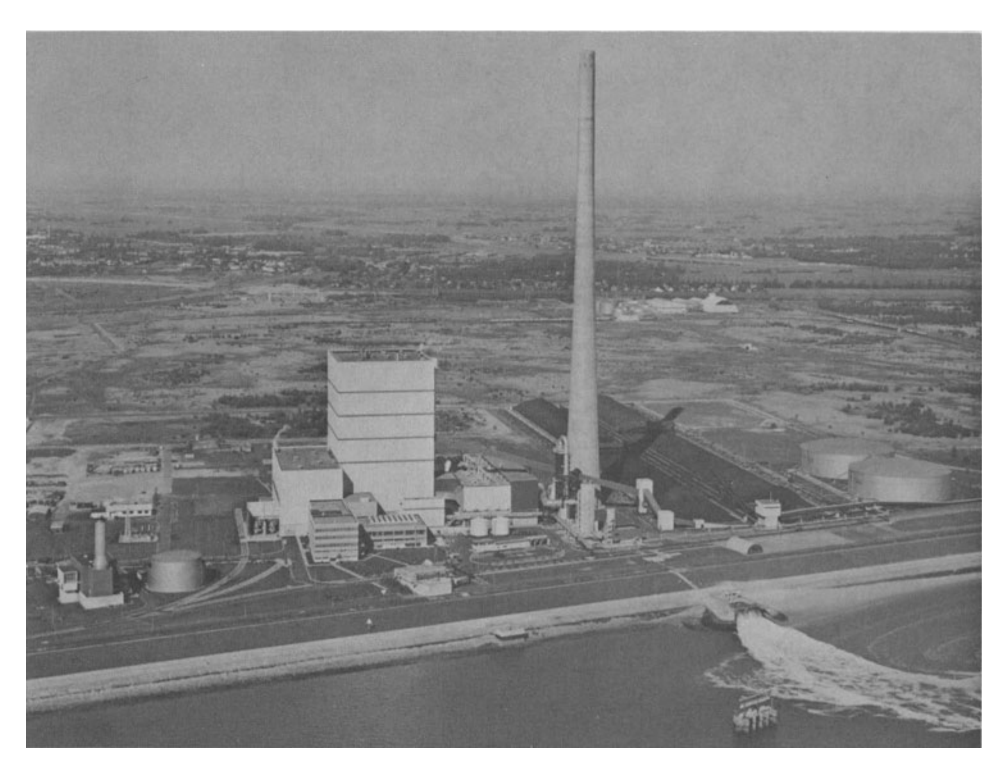


Bild 4.3 Ansicht des Kraftwerkes Wilhelmshaven

Steinkohlekraftwerke wurden ursprünglich auf Grund ihrer hohen Baukosten und langen Anfahrzeiten für den Grundlastbedarf eingesetzt. Heute zeichnet sich jedoch die Tendenz ab, diese Kraftwerke auch für die Mittellast und in manchen Fällen für die Spitzenlast zu verwenden.

Das Kraftwerk Wilhelmshaven ist ein Mittellastkraftwerk und kann sowohl mit *Steinkohle* als auch mit *Öl* betrieben werden. Die Anordnung der Block- und Nebenanlagen ist der Grundrißdarstellung in Bild 4.2 zu entnehmen; Bild 4.3 zeigt die Ansicht des Kraftwerkes. Es wurde als Mono-Blockanlage mit einem Kessel und einem Turbosatz ausgeführt und ist mit einer Entschwefelungsanlage ausgerüstet.

Die Anlage ist ausgelegt für tägliches An- und Abfahren und kurze Anfahrzeiten. Wegen der auszufahrenden großen und schnellen Laständerungen wurde die zunächst geplante Wahl des Frischdampfzustandes vor der Turbine von 241 bar und 540 °C umgestellt auf 182 bar und 525 °C bei einer Zwischenüberhitzerauslegung von 36 bar und 525 °C.

Bild 4.4 zeigt die Maschinenhalle mit dem 720 MW-Turbosatz. Die Turbine ist als viergehäusige axiale Einwellen-Kondensationsturbine mit zweiflutigem Mitteldruckteil und vierflutigem Abdampfteil für den Betrieb mit einfacher Zwischenüberhitzung ausgeführt. Die vier Abdampffluten haben eine Endschaufellänge von 875 mm.

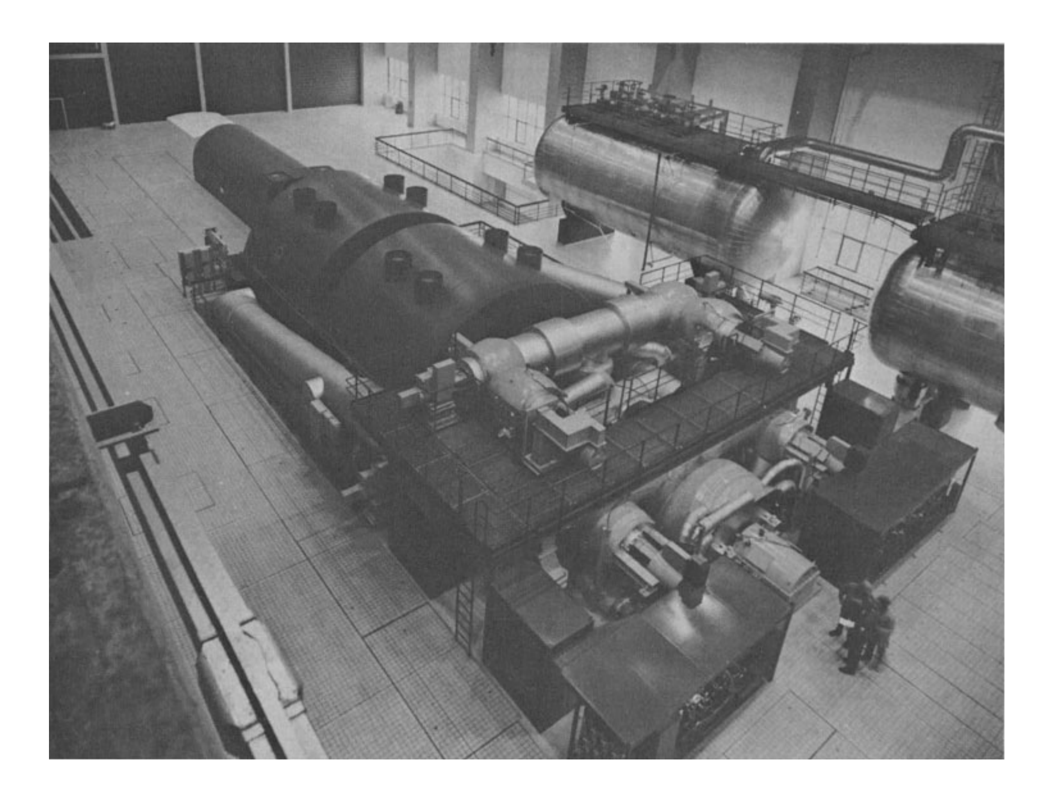


Bild 4.4 Maschinenhalle des Kraftwerkes Wilhelmshaven mit 720 MW-Turbosatz

Der mit der Turbine starr gekuppelte 4-polige Generator hat eine Nennleistung von 850 MVA bei $\cos\varphi = 0{,}85$. Die Generatorspannung beträgt 21 kV ± 7,5 %. Die direkte Leiterkühlung im Ständer und Läufer mittels Wasserstoffgas erfolgt bei einem Druck von 5,75 bar, der in einem mehrstufigen Axialgebläse erzeugt wird, das einseitig auf der Generatorwelle angeordnet ist. Der Generator ist eine der größten gebauten Maschinen mit reiner Wasserstoffkühlung.

4.1.2 Das Braunkohlekraftwerk Frimmersdorf II

Zur Ausnutzung der großen rheinischen Braunkohlevorkommen hat das RWE (*Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk* AG) im Jahre 1952 das Kraftwerk Frimmersdorf II mit zunächst zwei 100 MW-Blöcken errichtet. Nachdem inzwischen 12 weitere Blöcke mit je 150 MW und zwei mit je 300 MW in Betrieb genommen worden sind, stellt es zur Zeit mit insgesamt 2600 MW eines der größten Wärmekraftwerke der Welt dar. Bild 4.5 vermittelt einen Eindruck von der Größe dieses Kraftwerkes.

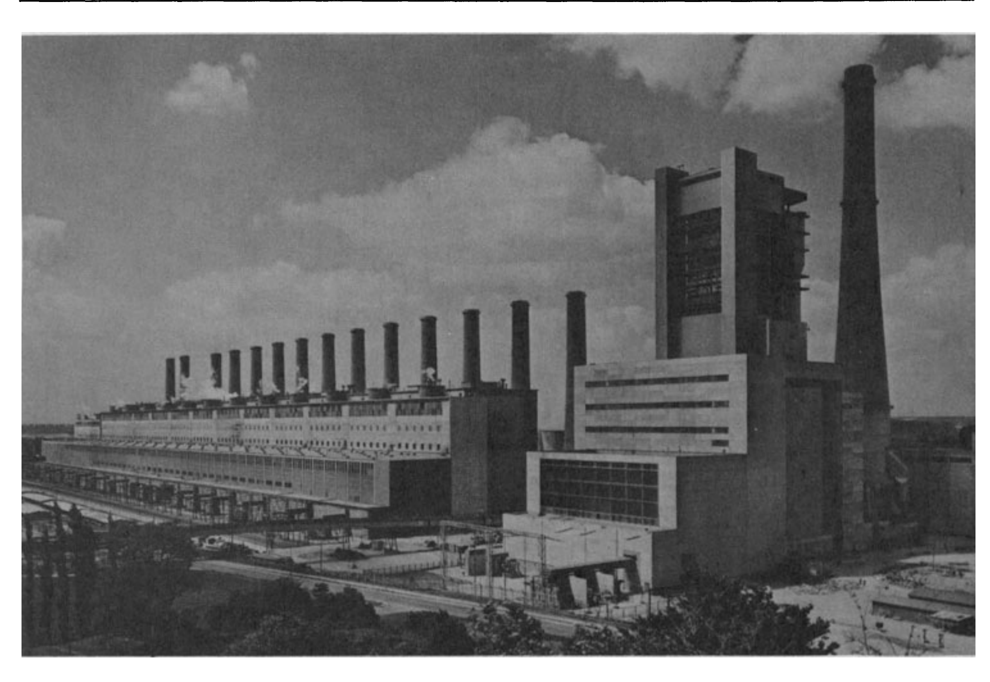


Bild 4.5 Ansicht des Braunkohlekraftwerkes Frimmersdorf II

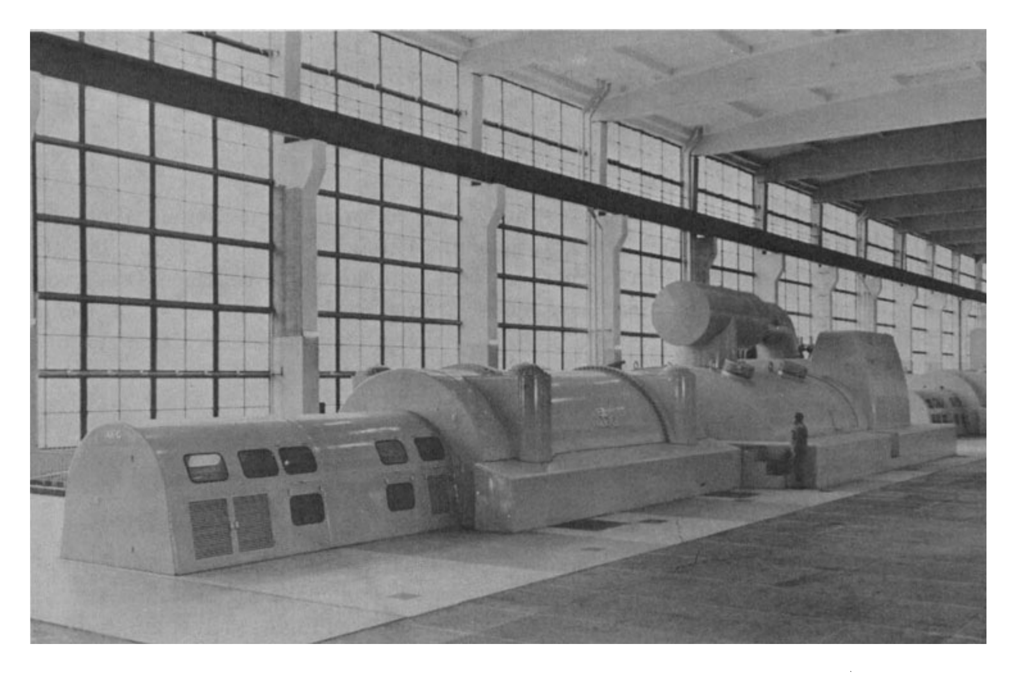


Bild 4.6 Maschinenhalle des Kraftwerkes Frimmersdorf II, Block N mit 150 MW-Turbine und 214 MVA-Generator

Zu den Auslegungsdaten der einzelnen Turbinen lassen sich die folgenden Angaben machen:
Während die beiden 100 MW-Blöcke mit Frischdampfzuständen von 110 bar, 525 °C ohne Zwischenüberhitzung arbeiten, legte man die folgenden vier 150 MW-Blöcke für 170 bar, 525 °C aus. Die weiteren acht 150 MW-Turbinen bleiben bei diesen Dampfzuständen, wurden aber mit einfacher Zwischenüberhitzung bei gleicher Temperatur versehen. Demgegenüber hat jeder der beiden 1966 in Betrieb genommenen 300 MW-Blöcke einen Frischdampfdruck von 180 bar und eine Temperatur von 530 °C (ebenfalls mit einfacher Zwischenüberhitzung). Bild 4.6 zeigt eine Ansicht der Maschinenhalle. Die Generatoren sind mit den Turbinen starr gekuppelt. Für die 150 MW-Turbinen stellte man Generatoren mit einer Leistung von 214 MVA auf, deren Ständerwicklungen indirekt und deren Läuferwicklungen direkt mit Wasserstoffgas bei einem Druck von 3 bar gekühlt werden. Die Nennspannung beträgt 10,5 kV. Jeder 300 MW-Block ist mit einem Generator von 400 MVA ausgerüstet, der ebenfalls Wasserstoffkühlung (4 bar) aufweist. Seine Nennspannung ist 21 kV.

4.2 Kernkraftwerke

Kernkraftwerke sind Dampfkraftwerke. Außer elektrischer Energie könnten sie daher wie konventionelle Wärmekraftwerke auch Prozeß- bzw. Niedertemperaturwärme liefern [*Deuster* 1975]. Die Wärmeerzeugung erfolgt bislang ausschließlich durch Kernspaltung (Fission); eine technische Nutzung der Kernverschmelzung (Fusion) ist noch nicht absehbar. Die folgenden Ausführungen beschränken sich daher ausschließlich auf Kernkraftwerke mit *Spaltungsreaktoren*.

4.2.1 Energiegewinn durch Kernspaltung

Energiegewinn durch Kernspaltung ist nur bei schweren Atomkernen möglich. Unter diesen schweren Atomkernen gibt es einige, z.B. Uran 235, Uran 233 und Plutonium 239, die schon durch langsame Anlagerung eines Neutrons gespalten werden können.
Anschaulich läßt sich die Spaltung (Bild 4.7) so verstehen: Durch ein zusätzliches Neutron wird ein schwerer Atomkern deformiert und führt Oberflächenschwingungen aus. Übersteigt die Anregungsenergie einen gewissen Schwellenwert, so werden die Abstoßungskräfte größer als die stabilisierenden Oberflächenkräfte; der Atomkern spaltet sich.

Bei jeder Kernspaltung von Uran 235 wird ein Energiebetrag von rd. 200 MeV $\approx 3{,}2 \cdot 10^{-11}$ J freigesetzt. Davon gehen etwa 10 MeV ungenutzt verloren; die restlichen 190 MeV teilen sich wie folgt auf:

Kinetische Energie der Spaltprodukte	168 MeV
Prompte γ-Strahlen	5 MeV
Kinetische Energie der Spaltneutronen	5 MeV
β-Teilchen von Spaltprodukten	6 MeV
γ-Strahlen von Spaltprodukten	6 MeV
	190 MeV

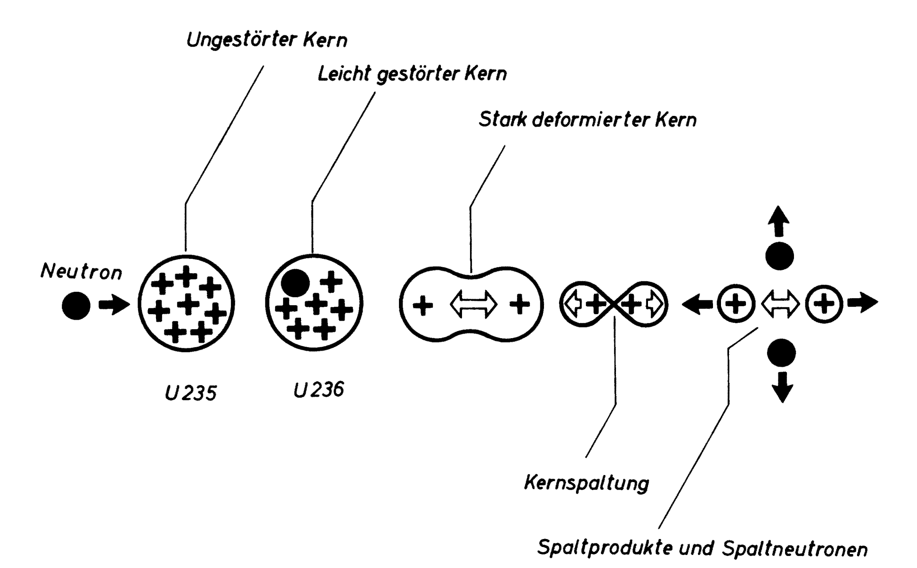


Bild 4.7 Modelldarstellung der Spaltung eines U235-Atomkerns durch ein Neutron (Tröpfchenmodell)

Insgesamt kann man aus 1 t Uran 235 rund 22 TWh erhalten. Das entspricht einer Menge von $2{,}67 \cdot 10^6$ t Steinkohle bei konventioneller Energieumwandlung (vgl. 3.1.2).
Bei der Spaltung eines schweren Atomkerns entstehen in der Regel zwei mittelschwere radioaktive Spaltprodukte, deren Massenverhältnis etwa 2 : 3 beträgt. Ihre kinetische Energie wird beim Abbremsen im Molekülgitter des Kernbrennstoffs in Wärme umgewandelt und heizt diesen auf. Zusätzlich werden bei jeder Kernspaltung 2 bis 3 energiereiche Neutronen freigesetzt, die im allgemeinen durch Streuung an leichten Atomkernen (Moderator) abgebremst werden müssen, bevor sie wirkungsvoll neue Kernspaltungen einleiten können.
Sind genügend Kernbrennstoff und Moderatormaterial vorhanden (sog. kritische Masse), baut sich ein stationärer Neutronenfluß und damit eine stabile Wärmequellverteilung im Kernreaktor auf, die durch Steuerelemente geregelt werden kann. Etwa 0,6 % aller Neutronen werden verzögert von radioaktiven Spaltprodukten ausgesandt. Sie genügen zur sicheren Regelung eines Kernreaktors.

4.2.2 Arbeitsweise und Bauelemente von Kernkraftwerken

Der Kernbrennstoff, der den Spaltstoff (z. B. U 235) enthält, wird in Brennelementen in einem Druckbehälter angeordnet. Dieser wird von einem Kühlmittel durchströmt, welches die bei der Kernspaltung erzeugte Wärme aufnimmt.
In einem Dampferzeuger oder direkt im Reaktorkern wird Dampf erzeugt, der auf eine Turbine geleitet wird. In der Turbine wird die Wärme in mechanische Energie umgewan-

delt. Dabei treten – wie in allen Wärmekraftmaschinen – hohe Verluste auf (Abwärme). In einem Generator, der mit der Turbine gekoppelt ist, findet die Umwandlung von mechanischer in elektrische Energie statt.
Die Regelung des Reaktors erfolgt bei den heute eingesetzten thermischen Reaktoren (s. 4.2.3) durch Neutronen-Absorberstäbe oder dadurch, daß das Bremsvermögen des Moderators verringert wird.
Zum Schutz der Umgebung gegen die Neutronen und γ-Strahlung aus dem Kernreaktor ist dieser mit einer biologischen Abschirmung umgeben, die aus starken Betonwänden besteht und die Strahlenbelastung auf ungefährliche Werte herabsetzt.
Die anfallende Abwärme wird heute in der Regel über Kühltürme oder Flußwasser an die Umgebung abgegeben. In Zukunft ist in verstärktem Maße eine Nutzung als Prozeß- oder Niedertemperaturwärme zu erwarten.

4.2.3 Klassifizierung der Reaktortypen

Ursprünglich standen sehr viele unterschiedliche Reaktortypen zur Diskussion, die nach folgenden *Merkmalen* klassifiziert werden können:

Neutronenenergie: Thermische Reaktoren verwenden abgebremste Neutronen (kinetische Energie rd. 0,025 eV). Sie kommen mit relativ wenig Spaltstoff aus und benötigen einen Moderator zum Abbremsen der Spaltneutronen.
Schnelle Reaktoren verwenden die bei der Kernspaltung erzeugten energiereichen Neutronen (kinetische Energie ca. 2 MeV). Sie können durch Neutronenbestrahlung z. B. soviel Uran 238 in Plutonium 239 umwandeln, daß sie mehr Plutonium erzeugen als sie verbrauchen (sog. Brutprozeß).

Spaltstoff: Uran 235, Uran 233, Plutonium 239.

Brutstoff: Uran 238, Thorium 232.

Anreicherung: Brennstoff mit natürlichem Spaltstoffgehalt oder angereichert.

Moderator: (leichtes) Wasser, schweres Wasser, Graphit, Beryllium, organische Stoffe.

Kühlmittel: (leichtes) Wasser, schweres Wasser, Kohlendioxid, Helium, flüssiges Natrium, organische Stoffe.

Berücksichtigt man noch unterschiedliche Bauweisen, verschiedene Hüllmaterialien für die Brennstoffe und andere Charakteristika, so ergeben die denkbaren Kombinationen eine große Anzahl von Reaktorkonzepten. Praktische Bedeutung als Leistungsreaktor haben jedoch nur die nachfolgend beschriebenen Typen erlangt.

4.2.4 Druckwasserreaktor (DWR)

Der Druckwasserreaktor ist gegenwärtig der in der Bundesrepublik Deutschland am häufigsten realisierte Reaktortyp. In ihm wird leichtes Wasser als Kühlmittel und Moderator eingesetzt.

Charakteristisch für einen Druckwasserreaktor ist das in sich geschlossene, vom Dampfkreislauf getrennte Reaktorkühlsystem (Bild 4.8). Die im Kernreaktor erzeugte Wärme wird durch Wasser unter einem Druck von rd. 155 bar bei einer Temperatur von rd. 320 °C abgeführt und durch Pumpen in mehrere Kühlkreisläufe mit je einem Dampferzeuger übertragen. Ein Druckhalter sorgt dafür, daß das Wasser im Primärkreis nicht siedet. Der Sekundärkreis entspricht einem konventionellen Kraftwerk mit Sattdampfturbine (Dampfdruck rd. 70 bar, Sattdampftemperatur rd. 290 °C).

Die Brennelemente bestehen im allgemeinen aus mehreren Brennstäben, in denen sich als Kernbrennstoff Urandioxid befindet. Die Wasserkühlung ermöglicht relativ hohe Leistungsdichten im Reaktorkern (rd. 90 kW/l), allerdings ist erst mit etwa 3 % angereichertem Kernbrennstoff eine sehr kompakte Bauweise möglich. Einmal im Jahr ist ein Brennelementwechsel erforderlich, zu dem der Reaktor etwa 3 Wochen abgeschaltet werden muß.

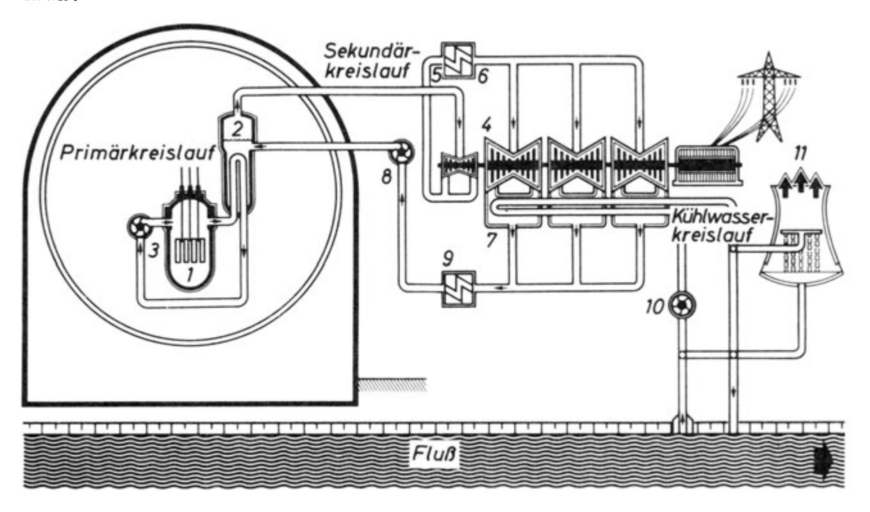


Bild 4.8 Funktionsschema eines Kernkraftwerkes mit Druckwasserreaktor

1 Reaktor
2 Dampferzeuger
3 Hauptkühlmittelpumpe
4 Turbosatz
5 Wasserabscheider
6 Zwischenüberhitzer
7 Kondensator
8 Speisewasserpumpe
9 Vorwärmer
10 Kühlwasserpumpe
11 Kühlturm

Bild 4.9 zeigt die Gesamtanlage des Kernkraftwerkes Biblis (Betreiber: RWE). Sie besteht aus zwei Blöcken, Biblis A (rechts, elektrische Bruttoleistung 1213 MW) und Biblis B (links, elektrische Bruttoleistung 1300 MW). Die kugelförmigen Reaktorgebäude enthalten

Bild 4.9 Ansicht des Kernkraftwerkes Biblis



Bild 4.10 Maschinenhalle des Kernkraftwerkes Biblis, Block A

alle hochdruckführenden Komponenten der Reaktoranlage sowie die Lagerbecken für abgebrannte Brennelemente. Das Reaktorhilfsanlagengebäude schließt unmittelbar an das Reaktorgebäude an und gehört mit zum Kontrollbereich. Dahinter liegt das Maschinenhaus, in dem sich die Turbinenanlage befindet. Seitlich davon ist das Schaltanlagengebäude mit der Warte angeschlossen, von der aus der Reaktor gesteuert wird. Die Abwärme wird mit dem Kühlwasser in den Rhein abgegeben. Zur Entlastung hat jeder Block zwei Naß-Kühltürme, die die Abwärme in den Sommermonaten teilweise an die Luft abgeben.
Bild 4.10 zeigt das Innere der Maschinenhalle mit dem 1500-tourigen Turbosatz für eine elektrische Nennleistung von 1213 MW. Die viergehäusige Einwellen-Turbine ist 42,5 m lang. Sie besteht aus einem doppelflutigen Hochdruckteil und drei doppelflutigen Niederdruckteilen mit einer Endschaufellänge von 1,36 m. Die Turbine ist direkt mit einem vierpoligen 27 kV-Generator gekuppelt, dessen Läufer- und Ständerwicklung mit Wasser gekühlt wird, während für die Kühlung der Ständerbleche Wasserstoff verwendet wird.

4.2.5 Siedewasserreaktor (SWR)

Der Siedewasserreaktor wird ebenfalls mit natürlichem Wasser moderiert und gekühlt, das Wasser wird jedoch bereits im Reaktorkern zum Sieden gebracht und ohne Zwischenschaltung von Dampferzeugern in die Turbine geleitet. Der Systemdruck liegt bei modernen Siedewasserreaktoren bei rd. 70 bar, die Umwälzung des Kühlmittels erfolgt durch im Druckbehälter eingebaute Pumpen. Dadurch vereinfacht sich der Kreislauf erheblich; allerdings ist der gesamte Dampfkreislauf einschließlich der Turbine schwach radioaktiv, so daß Reparaturen erschwert werden.
Ein Vorteil des Siedewasserreaktors ist seine Fähigkeit, sich selbst zu regeln. Bei einer entsprechenden Temperaturerhöhung an den Brennelementen verdampft das Wasser; durch die aufsteigenden Dampfblasen wird die mittlere Moderatordichte verringert, so daß die Zahl der Spaltungsvorgänge kleiner wird.
Die erzielbaren Leistungsdichten sind beim Siedewasserreaktor verglichen mit dem Druckwasserreaktor geringer. Dadurch wird ein größerer und entsprechend teurerer Druckbehälter erforderlich. Durch den direkten Wasser-Dampfkreislauf, d.h. der im Reaktor erzeugte Dampf wird nach Trocknung direkt auf die Turbine geleitet, entfällt der Wärme- und Temperaturverlust im Dampferzeuger.
Gegenwärtig sind weltweit etwa doppelt so viele Druckwasserreaktoren wie Siedewasserreaktoren im Betrieb oder im Bau.

4.2.6 Schwerwasserreaktor

Verwendet man schweres Wasser anstelle des normalen (leichten) Wassers als Kühlmittel und Moderator, so lassen sich Kernkraftwerke bauen, die mit Natururan betrieben werden können. Da für die Abbremsung der Neutronen wesentlich mehr schweres Wasser als leichtes Wasser benötigt wird, sind Schwerwasserreaktoren bei gleicher Leistung stets wesentlich größer als Leichtwasserreaktoren.

Eingesetzt werden gegenwärtig zwei Typen: Der kanadische Druckröhrenreaktor und der deutsche Druckkesselreaktor. Da die Brennelemente während des Betriebs kontinuierlich mit speziellen Wechselmaschinen umgesetzt bzw. erneuert werden, können mit Schwerwasserreaktoren prinzipiell sehr hohe Verfügbarkeiten erzielt werden.

4.2.7 Graphit-moderierter Reaktor

Graphit hat wesentlich schlechtere Bremseigenschaften als schweres Wasser. Im Vergleich zu Schwerwasserreaktoren ist das Volumen der graphit-moderierten Reaktoren bei gleicher Leistung daher wesentlich größer.

Die älteste Baulinie sind die sogeannten Magnox-Reaktoren, die mit metallischem Natururan betrieben werden. Als Kühlmittel dient Kohlendioxid. Wegen der sehr hohen Anlagekosten und der relativ niedrigen Temperaturen werden Magnox-Reaktoren nicht mehr gebaut. Ein neuerer Typ, der sogenannte Advanced Gascooled Reactor (AGR), verwendet leicht angereichertes Urandioxid als Brennstoff.

Graphit-moderierte, mit Leichtwasser gekühlte Reaktoren (LWGR) werden in den Ostblockstaaten eingesetzt. Sie haben röhrenförmige Brennelemente, die aus einer 3 % angereicherten Uran/Molybdän-Legierung bestehen. In einem Teil der Kühlkanäle wird der Dampf überhitzt, so daß konventionelle Heißdampf-Turbinen verwendet werden können.

Moderne graphitmoderierte Hochtemperatur-Reaktoren verwenden Helium als Kühlmittel. Sie sind mit keramischen Brennelementen ausgerüstet und erreichen damit sehr hohe Kühlmitteltemperaturen (rd. 1000 °C). Erprobt werden gegenwärtig Prototypreaktoren mit kugelförmigen oder blockförmigen Brennelementen, die als Brennstoff kleine Teilchen aus angereichertem Uran oder Uran und Thorium mit Schutzschichten aus Graphit enthalten (rd. 1 mm ∅). In diesen Reaktoren kann das nicht spaltbare Thorium 232 durch Neutronenbestrahlung und anschließenden β-Zerfall in spaltbares Uran 233 umgewandelt werden, das für die Weiterführung der Kettenreaktion sorgt, so daß eine sehr gute Brennstoffausnutzung erreicht wird.

In der Bundesrepublik wird gegenwärtig ein Hochtemperatur-Reaktor-Prototyp mit kugelförmigen Brennelementen gebaut. Bisher liegen zwar nur wenig Betriebserfahrungen mit Hochtemperatur-Reaktoren vor, jedoch besteht für derartige Reaktoren langfristig großes Interesse, weil sie in der chemischen Verfahrenstechnik (z. B. zur Kohlevergasung) eingesetzt werden können.

4.2.8 Brutreaktor

Brutreaktoren werden eingesetzt, um durch Neutronenbestrahlung aus nicht spaltbarem Uran 238 das spaltbare Plutonium 239 zu gewinnen. Um möglichst hohe Neutronenausbeuten zu erhalten, werden Brutreaktoren vorzugsweise ohne Moderator gebaut, d.h. mit energiereichen Neutronen betrieben. Hierzu wird rd. 20 % angereicherter Brennstoff benötigt. Als Kühlmittel dient flüssiges Natrium, das sehr gute Wärmeübertragungseigenschaften besitzt; aber auch Helium-Kühlung unter hohem Druck ist möglich. Prinzipiell kann mit Brutreaktoren mehr Spaltstoff erzeugt werden, als sie selbst verbrauchen.

In der Praxis werden zwei *Konzepte* verfolgt:

1. das Pool-Konzept, bei dem sich Pumpen und Wärmetauscher sowie der Reaktor in einem mit Natrium gefüllten großen Tank befinden
2. das Loop-Konzept, bei dem Pumpen und Wärmetauscher außerhalb des Reaktortanks angeordnet und durch Rohrleitungen mit dem Reaktortank verbunden sind.

Aus Sicherheitsgründen werden natrium-gekühlte Reaktoren meist als Drei-Kreis-Anlage betrieben (Bild 4.11). Die Wärme wird vom Primärkreis, der stark radioaktives Natrium enthält, auf einen Sekundärkreis übertragen, der nicht aktives Natrium enthält und die Wärme auf einen Dampferzeuger überträgt. Wasserdampf wird erst im dritten Kreislauf zum Antrieb einer Turbine, die mit einem Generator gekoppelt ist, erzeugt.
An Brutreaktoren wird in vielen Ländern mit großem Interesse gearbeitet, weil sie in der Lage sind, die vorhandenen Uranreserven wesentlich besser auszunutzen. Während Leichtwasserreaktoren nur rd. 1 % der gesamten Uranvorkommen nutzen können, können Brutreaktoren aus der gleichen Uranmenge ca. 60mal mehr Energie gewinnen.

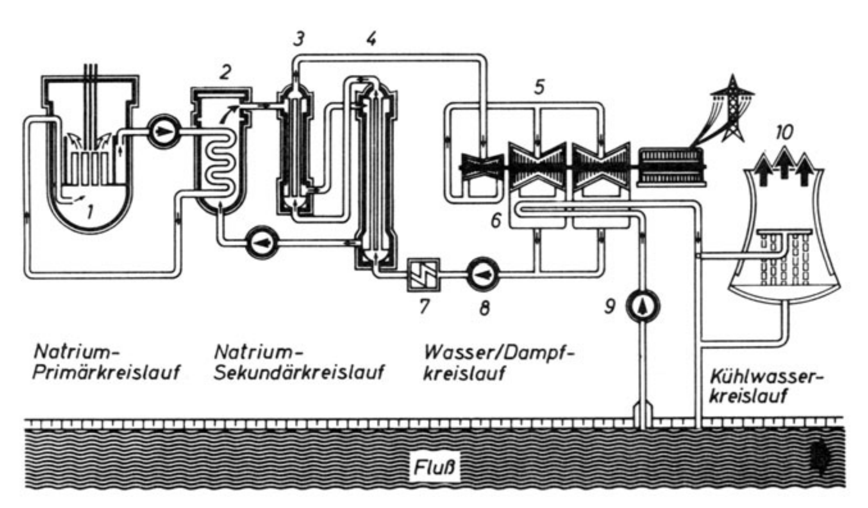


Bild 4.11 Funktionsschema eines Kernkraftwerkes mit Brutreaktor

1 Brutreaktor
2 Zwischenwärmetauscher
3 Überhitzer
4 Verdampfer
5 Turbosatz
6 Kondensator
7 Vorwärmer
8 Speisewasserpumpe
9 Kühlwasserpumpe
10 Kühlturm

4.2.9 Brennstoffkreislauf

Im Gegensatz zu fossilen Brennstoffen werden Kernbrennstoffe während ihres Einsatzes im Kernreaktor nur zu einem Teil verbraucht. Es ist daher naheliegend und wegen der begrenzten Vorräte sinnvoll, die noch nutzbaren Kernbrennstoffe nach dem Entladen aus dem Kernreaktor von den Spaltprodukten abzutrennen und wieder zu verwenden.

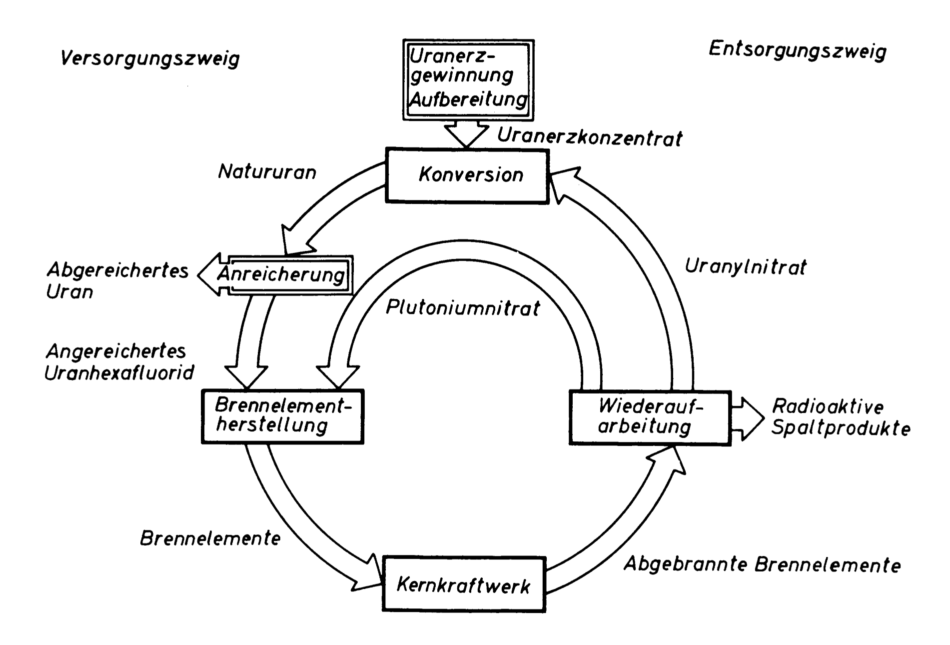


Bild 4.12 Konzept eines geschlossenen Brennstoffkreislaufes für Leichtwasserreaktoren

Bild 4.12 zeigt das Konzept des geschlossenen Brennstoffkreislaufes für Leichtwasserreaktoren. Nach Gewinnung und Aufbereitung des Natururanerzes wird als erster Schritt durch chemische Verfahren (Konversion) gasförmiges Uranhexafluorid erzeugt. Da im Natururan das für thermische Neutronen spaltbare Uran 235 nur in sehr geringer Konzentration vorkommt (0,71 %), muß für den Einsatz in den heute gebräuchlichen Leichtwasserreaktoren der Anteil des Uran 235 auf etwa 3 % *angereichert* werden. Hierzu werden drei technisch unterschiedliche *Verfahren* benutzt:

1. Das Gasdiffusionsverfahren, bei dem gasförmiges Uranhexafluorid unter hohem Druck durch feinporige Membranen hindurchgepreßt wird. Da die Diffusionsgeschwindigkeit umgekehrt proportional zur Quadratwurzel des Molekulargewichts ist, reichert sich hinter der Membran das geringfügig leichtere Uran 235 – Hexafluorid an.
2. Das Zentrifugenverfahren nutzt die Zentrifugalkraft zur Isotopentrennung aus. Das Gas mit leichterem Isotopengewicht reichert sich in der Mitte einer schnellaufenden Zentrifuge an, während die schwereren Isotope mehr an den Rand der Zentrifuge gedrängt werden.
3. Das Trenndüsenverfahren nutzt ebenfalls die Zentrifugalkraft aus. Ein Gemisch von 5 % Uranhexafluorid und 95 % Helium wird mit hoher Geschwindigkeit auf eine gekrümmte Wand geleitet; ein Abschälblech trennt den Strahl in zwei Teile. Das schwerere Uran 238 wird dabei bevorzugt in Wandnähe, das leichtere Uran 235 im inneren Strahl angereichert.

Anschließend wird aus dem angereicherten Uranhexafluorid sinterfähiges Urandioxidpulver hergestellt, das zu Tabletten gepreßt und in einem Ofen bei 1700 °C gesintert wird. Die fertigen Urandioxid-Tabletten werden in Brennstäbe eingefüllt.
Die Brennelemente werden im Kernkraftwerk ca. 3 Jahre eingesetzt. Sie enthalten danach immer noch 95,5 % Uran sowie etwa 3,5 % Spaltprodukte und 1 % Transurane. Die Konzentration des spaltbaren Uran 235 beträgt etwa 0,7 % (wie im Natururan), außerdem sind etwa 0,9 % Plutonium entstanden.
In einer *Wiederaufarbeitungsanlage* werden die abgebrannten Brennelemente mechanisch zerkleinert und die verwertbaren Brennstoffe Uran und Plutonium chemisch abgetrennt. Das Uran kann der Wiederanreicherung zugeführt, das Plutonium zur Herstellung plutoniumhaltiger Brennelemente benutzt werden. Stark radioaktive Spaltprodukte werden in Glas eingeschmolzen und sollen später von unserer Biosphäre getrennt abgelagert und isoliert werden, z. B. in Salzstöcken, Bergwerken und außerhalb der Erde. Die Bedeutung der Wiederaufarbeitung und der Plutoniumnutzung zeigt folgendes Beispiel: Ein 1000 MW-Leichtwasserreaktor benötigt jährlich etwa 175 t Natururan, aus denen 30 t angereicherter Kernbrennstoff gewonnen werden. Bei Aufarbeitung und Wiederverwendung des in den abgebrannten Brennstäben enthaltenen Plutoniums benötigt der gleiche Reaktor nur noch 115 t Natururan pro Jahr. Ein Plutonium-Brutreaktor kommt mit rund 3 t Natururan pro Jahr aus.
In der Bundesrepublik Deutschland werden derzeit Untersuchungen durchgeführt, ob sich ein Salzstock im niedersächsischen Gorleben für diese „Endlagerung“ eignet. Gegebenenfalls ist an dieser Stelle auch an die Errichtung einer großen Wiederaufbereitungsanlage gedacht.

4.3 Wasserkraftwerke

4.3.1 Allgemeines

Wasserkraftwerke sind stark von den geographischen Verhältnissen geprägt und dementsprechend unterschiedlich in ihren Erscheinungsformen:
Nach der *Fallhöhe* unterscheidet man *Nieder-*, *Mittel-* und *Hochdruckanlagen.*
Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal ist die *Ausbauform* der Kraftwerke. Hier trennt man die *Stau-* von den *Umleitungsanlagen.*
Hochdruck-Staukraftwerke sind Talsperrenkraftwerke, während Flußkraftwerke im allgemeinen als Niederdruck-Staukraftwerke bezeichnet werden. Sind Umleitungen, wie zum Beispiel Rohrleitungen, Stollen oder Kanäle vorhanden, so nennt man diese Kraftwerke Umleitungskraftwerke.
Schließlich trifft man noch eine Unterscheidung, die sich am *Wasserhaushalt* orientiert. Man spricht von *Laufkraftwerken* für den Grundlastbereich, die fast ununterbrochen in Betrieb sind und von *Speicherkraftwerken*, die im wesentlichen Spitzenlastkraftwerke darstellen.
In der Kostenstruktur des Wasserkraftwerkes überwiegt zwar in der Regel die Bautechnik, doch haben die Turbinen meist den bestimmenden Einfluß auf den Entwurf im Einzelnen.

Für Wasserturbinen wird als Kennwert ihre *spezifische Drehzahl* n_q verwendet.

$$n_q = \frac{n\sqrt{Q}}{\sqrt[4]{H_n^3}}$$

n Drehzahl/min
Q Wasserstrom (m^3/s)
H_n Nutzfallhöhe (m).

Für die Bauart der Turbine ist demnach das Verhältnis von Wasserstrom und Fallhöhe zueinander maßgebend, was dazu führt, daß man den einzelnen Turbinenarten keine eng begrenzten Fallhöhenbereiche zuordnen kann. Fallhöhen von 50 m und sehr kleiner Wasserstrom führen beispielsweise schon zu ausgesprochenen Hochdruckbauformen mit Pelton-Turbinen.
Die in den folgenden Abschnitten enthaltenen Hinweise auf vorherrschende Turbinenarten bei den verschiedenen Kraftwerkstypen beziehen sich auf die in der öffentlichen Energieversorgung gebräuchlichen Leistungen.

4.3.2 Niederdruckanlagen

Sie werden als Staustufen im Fluß oder als Kanalstufen gebaut und sind dadurch gekennzeichnet, daß sie die gesamte Fallhöhe im Krafthaus zusammenfassen, ohne Druckrohre zu benötigen.
Bei den Niederdruckanlagen hat sich die *Kaplan-Turbine* (Bild 4.13) durchgesetzt (n_q = 100 ... 300). Sie hat verschiedene Vorteile gegenüber der *Francis-Turbine*, insbesondere einen günstigen Wirkungsgradverlauf. Auch bei Teilbelastung – wenn weniger Wasser zur Verfügung steht – bleibt der Wirkungsgrad noch gut, da neben dem Leitrad

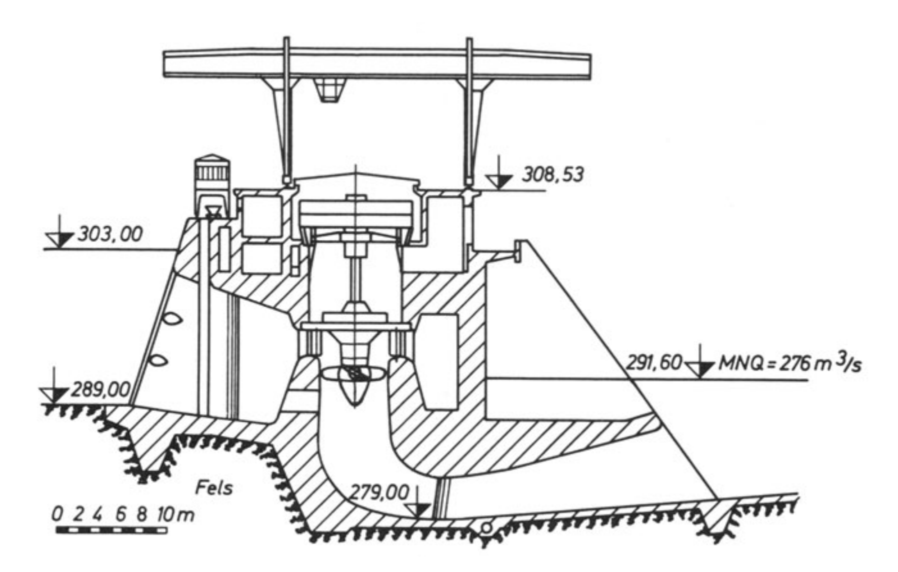


Bild 4.13 Schnitt durch das Krafthaus Passau-Ingling, Kaplanturbine (6,3 m Durchmesser) mit Schirmgenerator (27 MVA)

auch die Laufradschaufeln verstellbar sind im Gegensatz zur Francis-Turbine mit festen Laufradschaufeln (Bild 4.14). Das gleiche gilt auch für eine Belastung, die oberhalb des der Berechnung zugrunde liegenden Volumenstromes liegt, so daß die Kaplan-Turbine

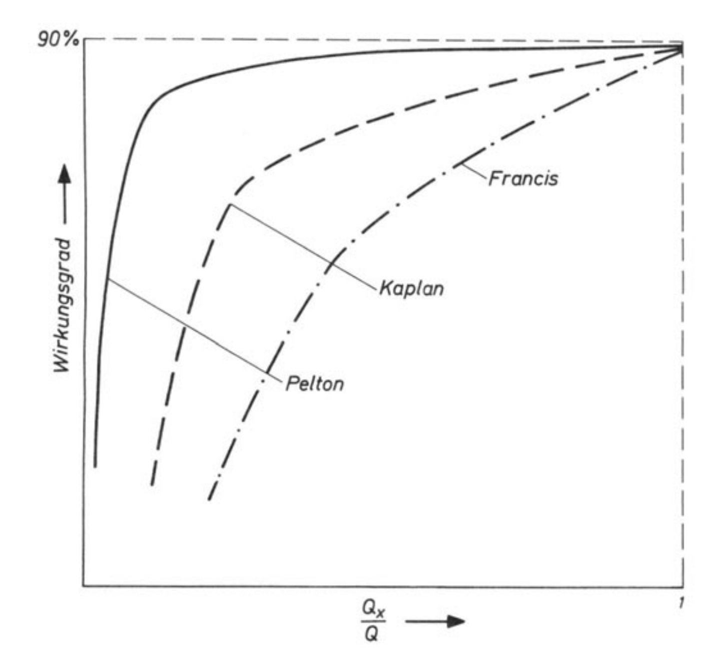


Bild 4.14
Wirkungsgradverlauf der verschiedenen Wasserturbinenarten

Q Berechnungswasserstrom

Q_x tatsächlicher Wasserstrom

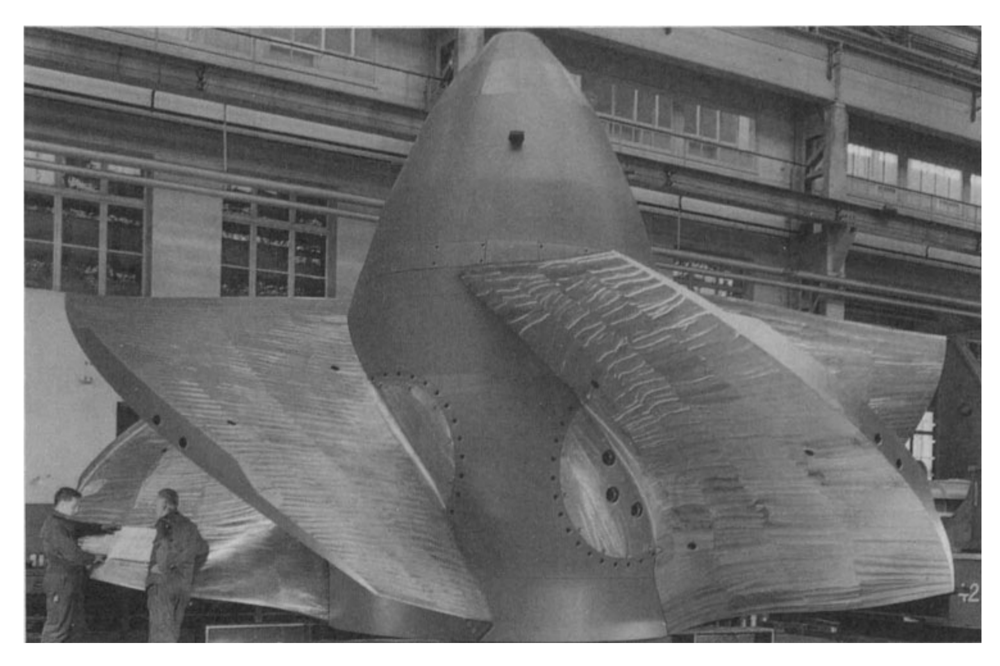


Bild 4.15 Laufrad einer Kaplan-Turbine. Fallhöhe 23 m, Leistung 107 000 kW, Drehzahl 78,3/min (Werkbild *Escher Wyss*)

gegebenenfalls größere Wasserströme verarbeiten kann als die Francis-Turbine. Aus diesen Gründen wird die Francis-Turbine auch bei Fallhöhen bis zu 80 m in Anlagen, bei denen Wasserstrom und Fallhöhe stark schwanken und aus Kostengründen nur eine oder wenige Maschineneinheiten eingebaut werden sollen, gelegentlich von der Kaplanmaschine verdrängt.
In großem Umfang wird die Kaplanturbine auch als Rohrturbine mit nahezu waagerechter Welle eingesetzt. Vor allem bei Kraftwerken mit mehreren Maschinensätzen vermindern sich dabei die Kosten des Baukörpers.
Bild 4.15 vermittelt einen Eindruck von der Größe des Laufrades einer Kaplan-Turbine.

4.3.3 Mitteldruckanlagen

Eine große Zahl von Mitteldruckkraftwerken ist in Verbindung mit Talsperren entstanden, entweder unmittelbar an deren Fuß oder auch in Kavernenbauform in den das Flußtal begrenzenden Hängen. Der Wasserzuführung dienen Druckrohrleitungen oder Druckstollen.
Bei den Mitteldruckanlagen wird meistens die Francis-Turbine eingesetzt. Das Laufrad einer solchen Turbine zeigt das Bild 4.16. Grundsätzlich kann diese jedoch bei Fallhöhen von 2 m bis etwa 500 m verwendet werden.
Spezifische Drehzahl: $n_q = 20 \ldots 120$.
Die Führung des Wassers von der Rohrleitung zum Laufrad übernehmen ein Spiralgehäuse (Bild 4.17), feststehende Stützschaufeln und bewegliche Leitschaufeln.

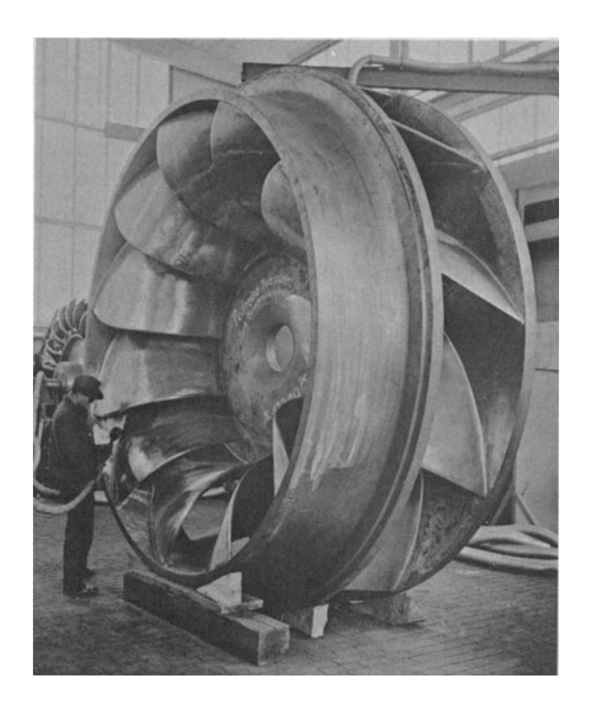


Bild 4.16
Laufrad einer Francis-Turbine
Leistung 13 600 kW, Drehzahl 150/min
(Werkbild *Voith*)

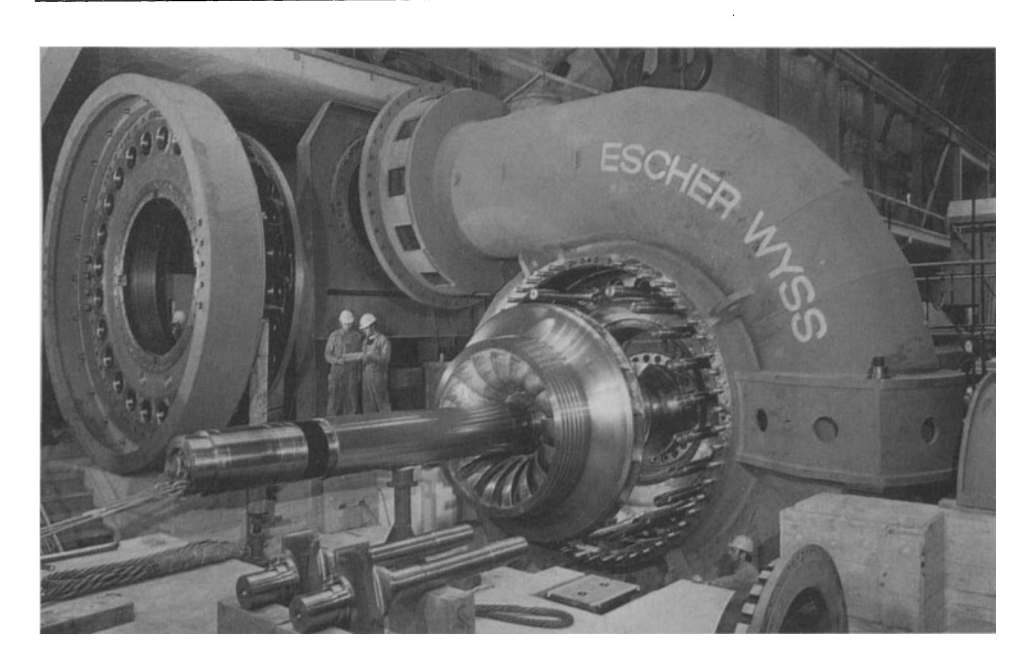


Bild 4.17 Francis-Turbine, Spiralgehäuse. Fallhöhe 652 m, Leistung 262 000 kW, Drehzahl 600/min (Werkbild *Escher Wyss*)

4.3.4 Hochdruckanlagen

Fallhöhe: $H_n \geqq 100$ m.

Diese Wasserkraftanlagen sind in der Regel Umleitungsanlagen. Von einem Fassungswehr im Flußlauf oder einer Talsperre fließt das Wasser durch eine meist mehrere Kilometer lange Umleitung in Gestalt von Freispiegel-, Druckstollen- oder Hangrohrleitungen in schwachem Gefälle dem Wasserschloß und von diesem durch Druckschacht oder Druckleitung dem Krafthaus und von diesem wieder dem Fluß zu.

Bei den Hochdruckanlagen werden Francis- und *Pelton-Turbinen* verwendet. Für die größten Fallhöhen wird die Freistrahlturbine (Peltonrad) eingesetzt. Ihre spezifische Drehzahl ist sehr klein: $n_q = 11 \ldots 38$. Bei der Freistrahlturbine schießt – durch eine völlige Umsetzung der vorhandenen Druckenergie (pot. Energie) in Geschwindigkeit (kin. Energie) – das Wasser als Strahl auf ein Rad (Bild 4.18), das den Generator antreibt. Die Turbinen können mit einer oder mehreren Düsen je Laufrad und mit einem oder mehreren Laufrädern gebaut werden. Die Regelung besorgt eine zwiebelförmige Nadel, die durch Vor- oder Rückwärtsbewegung die Öffnung der Düse verkleinert oder vergrößert. Damit bei plötzlichen Entlastungen des Generators auch die Leistungserzeugung des Turbinenlaufrades schnell verändert werden kann, verwendet man einen Strahlablenker, der in den Strahl eingeschwenkt wird, das Wasser ganz oder teilweise ablenkt und es nicht in das Laufrad eintreten läßt. Die Düsennadel muß wegen der langen Druckrohrleitungen, die bei den großen Fallhöhen notwendig sind, sehr langsam bewegt werden, um zu hohe Drucksteigerungen in den Leitungen zu vermeiden.

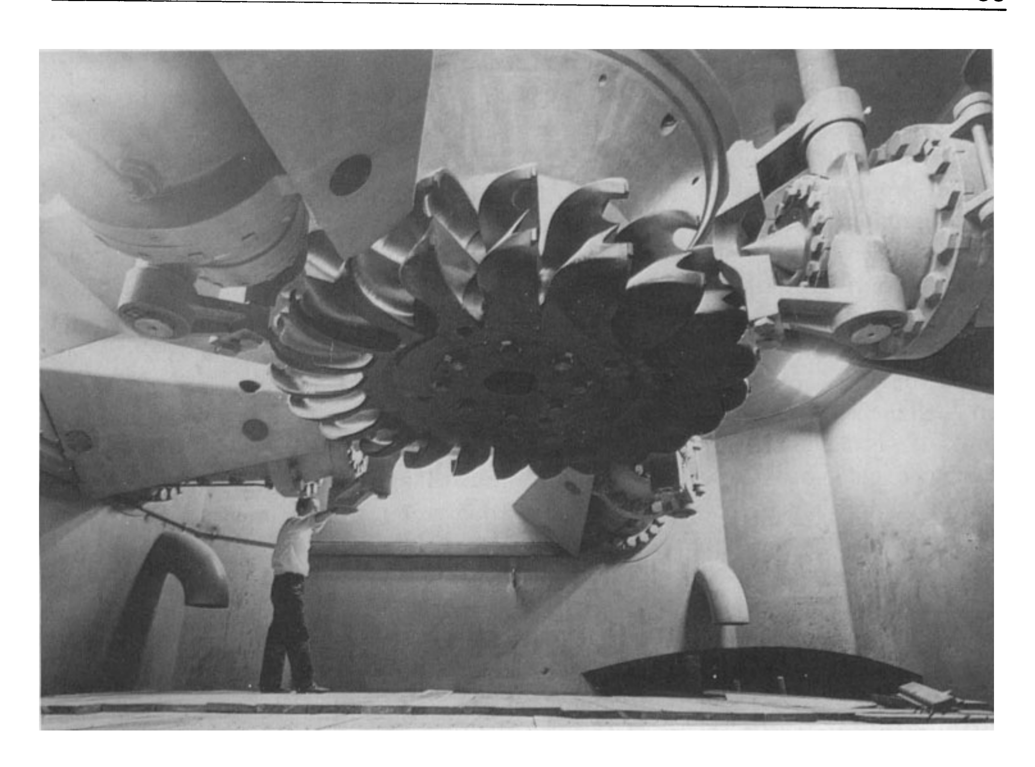


Bild 4.18 Pelton-Turbine. Fallhöhe 836 m, Leistung 78 200 kW, Drehzahl 514,3/min (Werkbild *Escher Wyss*)

4.3.5 Pumpspeicherwerke

In Pumpspeicherwerken wird billige „Überschußenergie", die in den Laufwasserkraftwerken und großen Wärmekraftwerken ausgedehnter Versorgungsnetze nachts und am Wochenende anfällt, auf dem Wege der hydraulischen Energiespeicherung in hochwertige Spitzenenergie umgewandelt. Dazu wird Wasser aus einem unteren in ein oberes Speicherbecken gepumpt. Sofern günstige geographische Voraussetzungen vorliegen – in der Bundesrepublik Deutschland nach heutigen Erkenntnissen ausreichend für mindestens 40 000 MW Pumpspeicherleistung – ist diese Art der Energiespeicherung bei großem Leistungsbedarf heute beinahe die einzig wirtschaftlich mögliche. Da das Pumpspeicherwerk darüber hinaus im Verbundnetz Aufgaben der Frequenzhaltung und der Reservebereitstellung übernimmt, hat es große Bedeutung für den wirtschaftlichen und sicheren Verbundbetrieb.

Bei den Maschinensätzen unterscheidet man zwei wesentliche *Bauarten*:
Der Maschinensatz mit Pumpe, Synchronmaschine und Turbine – mit senkrechter oder waagerechter Welle – erlaubt einen sehr schnellen Übergang nicht nur vom Pumpen- in den Turbinenbetrieb, sondern auch umgekehrt. Er wird deswegen vorzugsweise dort verwendet, wo dem Pumpspeicherwerk Regelungsaufgaben zugewiesen werden. Die Betriebsübergangszeiten liegen dabei bei 60 ... 100 s.
Der Maschinensatz mit Pumpenturbine und Synchronmaschine ist durch unterschiedliche Drehrichtungen im Turbinen- bzw. Pumpenbetrieb gekennzeichnet. Die Bauform erlaubt zwar einen ebenso schnellen Übergang vom Pumpen- in den Turbinenbetrieb, doch muß man zum Anfahren in den Pumpenbetrieb und zum Übergang in den Pumpenbetrieb mit Zeiten von 500 ... 600 s rechnen. Die für die Aufnahme des Pumpenbetriebes notwendigen zusätzlichen Anfahreinrichtungen, wie z. B. elektrische Anfahrmotoren oder statische Umrichter bedeuten zwar größeren Aufwand, doch stehen dem bei den hydraulischen Maschinen und in den Bauwerken verminderte Herstellungskosten gegenüber.
Die Auswahl zwischen den beiden Maschinensatzbauarten wird daher in der Regel nach den Einsatzbedingungen zu erfolgen haben.
In der *technischen Entwicklung* der Pumpspeicherwerke sind drei maßgebende *Tendenzen* zu verzeichnen:
Die Wirkungsgradverbesserung der letzten Jahrzehnte erstreckte sich nicht nur auf die Dampfkraftwerke, sondern auch auf die Pumpspeicherung (Tabelle 4.3). Daher wird heute für die Spitzendeckung mit Pumpspeicherwerken im allgemeinen weniger Brennstoff verbraucht als bei der Erzeugung in thermischen Spitzenlastkraftwerken. Im Verbund mit Kernkraftwerken wird die Pumpspeicherung noch günstiger.

Tabelle 4.3 Entwicklung der Pumpspeicherung
Die Angaben sind durchschnittliche Werte für Anlagen in der Bundesrepublik Deutschland

Jahr	1930	1960	1968	1978
Pumpspeicherwirkungsgrad %	60	70	75	78
Verhältnis Pumpstrombedarf zu Spitzenstromerzeugung	1,65	1,43	1,34	1,28

Höhere Leistungen im Verbundnetz und in den thermischen Kraftwerken erfordern auch höhere Leistungen der Pumpspeichersätze. Dem Trend zur Kostensenkung kommen höhere Drehzahlen der Maschinensätze entgegen. Da Leistung und Drehzahl die Kavitationsempfindlichkeit der hydraulischen Maschinen vergrößern, entsteht damit der Zwang zu höheren Gegendrücken auf der Unterwasserseite und damit die Notwendigkeit, die Maschinen sehr weit unter dem niedrigsten Unterwasserspiegel einzubauen. Wenn man von einigen Sonderkonstruktionen absieht, führt diese Forderung in den meisten Fällen zur Planung von Kavernenkraftwerken. Forschungen und Entwicklungen auf dem Gebiet der Bautechnik waren Voraussetzung für die Realisierung der erforderlichen Kavernen und Stollen mit wirtschaftlichem Aufwand.

Die Werktagsbelastungskurven im westdeutschen Verbundnetz zeigen seit 1960 eine deutliche Entwicklung in Richtung auf einen immer geringeren Unterschied zwischen der Tageshöchstlast und dem geringeren nächtlichen Leistungsbedarf. Die Wochenendbelastung dagegen nimmt gegenüber der Werktagsbelastung weiter ab. Damit entsteht das Bedürfnis, den seither üblichen täglichen Umwälzbetrieb der Pumpspeicherwerke durch einen Wochenzyklus zu ersetzen. Das am Wochenende gepumpte Wasser dient dabei der täglichen Spitzendeckung und wird nur durch relativ kurzzeitigen Einsatz der Pumpen in den Werktagsnächten ergänzt. Die Speicherbecken sind dann nicht mehr für einen Vollastbetrieb von 4 ... 5 Stunden, sondern für einen solchen von 15 ... 25 Stunden auszulegen. Die wirtschaftlichen Voraussetzungen für derartige Projekte sind ebenfalls durch die Bautechnik geschaffen worden. Außerdem werden die durch die größeren speicherbedingten Mehrkosten teilweise durch höhere Ausnutzungsdauer zu kompensieren sein, so daß sogar mit einer leichten Senkung der Veredelungskosten pro kWh zu rechnen ist.

4.3.6 Die heutige Situation der Wasserkraft

Die heutige Situation der Wasserkraft ist charakterisiert durch *hohe Zubauraten* – etwa 20 000 MW pro Jahr in der westlichen Welt – und zwar nicht erst seit der „Ölkrise“ von 1973, aber zweifellos von der Situation auf dem Ölmarkt beeinflußt. Die technisch und wirtschaftlich nutzbare Wasserkraftleistung der Welt beträgt rd. $4 \cdot 10^6$ MW, wovon weniger als 5 % bereits genutzt werden. Der Ausnutzungsgrad ist allerdings in den verschiedenen Regionen höchst unterschiedlich. Daraus ergibt sich auch die unterschiedliche Art der z. Z. in der Planung und im Ausbau befindlichen Projekte.

In *Asien, Afrika* und *Südamerika* überwiegt die energiewirtschaftliche Nutzung großer Flüsse mit dem Ziel, große Mengen an elektrischer Arbeit zu erzeugen und damit die natürlichen Wasserkraftvorkommen möglichst weitgehend auszunutzen.

Die Projekte sind charakterisiert durch geringe bis mittlere Fallhöhen, großen Ausbaudurchfluß und hohe Leistungen. Es sind meist Staukraftwerke mit zum Teil riesigen Stauräumen. Die *Erzeugungskosten* der elektrischen Energie liegen in der Regel weit unter denen von Kern- oder thermischen Kraftwerken und ebenso weit unter den Erzeugungskosten europäischer Laufkraftwerke.

Voraussetzung für den Bau und den Einsatz solcher Wasserkraftwerke waren in einigen Fällen Übertragungsleitungen großer Länge, die teilweise mit hochgespanntem Gleichstrom betrieben werden. Eine weitere Voraussetzung war die Bereitstellung der Infrastruktur für die Baustellen mit wirtschaftlichen Mitteln, wozu beispielsweise lange Straßenbauten oder die Erschließung für den Luftverkehr gehörten. Die mit dem Bau elektrischer Maschinen immer größerer Einheitsleistung einhergehende Verminderung der spezifischen Ausbaukosten hat, ebenso wie die entsprechenden technischen Fortschritte auf dem Gebiet der hydraulischen Maschinen und der Bautechnik, entscheidend zur wirtschaftlichen Nutzung der vorhandenen Wasserkraftkapazität beigetragen. Die Entwicklung der Leistung je Maschineneinheit von Wasserkraft-Synchronmaschinen zwischen 1920 und 1978 zeigt Bild 4.19. In Tabelle 4.4 sind die wichtigsten Daten für einige typische Wasserkraftwerke zusammengefaßt.

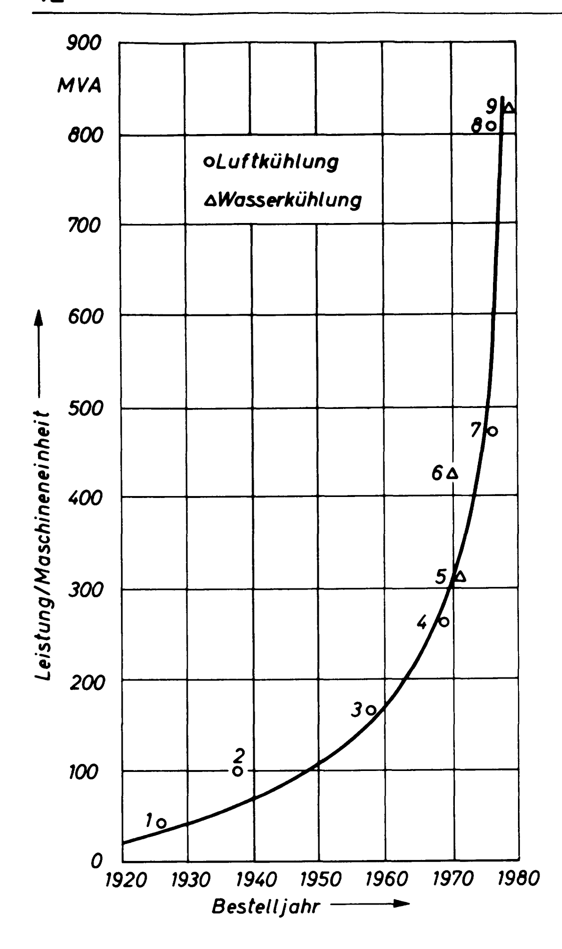


Bild 4.19
Entwicklung der Leistung je Maschineneinheit von Wasserkraft-Synchronmaschinen (Quelle: *Siemens AG*)

1 Ardnacrusha (Irland)
2 Sungari (Nord-Korea)
3 Furnas (Brasilien)
4 El Chocon (Argentinien)
5 Rodund II (Österreich)
6 Raccoon (USA)
7 Paulo Afonso IV (Brasilien)
8 Guri II (Venezuela)
9 Itaipu (Brasilien/Paraguay)

Tabelle 4.4 Daten von Wasserkraftwerken

Projekt Land	Leistung MW	Ausnutzungs- dauer h/a	Erzeugungskosten (etwa) Pf/kWh
Cabora Bassa Mocambique	5 × 420	8000	0,4
Apipe Paraguay/Argentinien	30 × 70	6430	1,0
El Chocon – Banderita Argentinien	6 × 200 2 × 225	2940	1,8
Donaustufe Österreich	6 × 33	6400	2,0
Itaipu Brasilien/Parafuay	18 × 740	5630	2,3

Für den Bau dieser großen Wasserkraftanlagen konnten unter den o.g. Voraussetzungen geographische Gegebenheiten ausgenutzt werden, die als ideal anzusprechen sind. Ein Beispiel ist der Ausbau des Zaire-Flusses in Zentralafrika, dessen Einzeugsgebiet so zu beiden Seiten des Äquators liegt, daß eine sehr ausgeglichene Wasserführung vorhanden ist. Der Ausbau der Wasserkraft erfolgt zudem in einer Flußstrecke, die von Natur aus stark gegliedert ist: Die Gesamtleistung von rd. 40 000 MW kann, dem Bedarf entsprechend, in einzelnen Ausbauphasen realisiert werden, ohne zu Beginn kostspielige Vorleistungen für später zu erbringen.

Neben diesen Großanlagen steht in den Entwicklungsländern stellenweise ein Ausbauprogramm von Kleinwasserkraftwerken für die Versorgung regionaler Bedarfszentren, die zunächst die bisher üblichen Dieselkraftwerke mit dem Nachteil des kostspieligen Brennstoffimports unnötig machen und eine gewisse Basis für ein späteres Verbundnetz unter Einbeziehung größerer Kraftwerksleistungen darstellen.

Die Bereitstellung kostengünstiger elektrischer Energie auf der Grundlage natürlicher Energiequellen dürfte in vielen Fällen ausschlaggebend für die wirtschaftliche Entwicklung der Länder sein, was aus dem bekannten Zusammenhang zwischen Bruttosozialprodukt und Energieverbrauch deutlich wird. Außerdem werden große Wasserkraftwerke häufig mit Bewässerungsprojekten gekoppelt und bieten damit volkswirtschaftlich besondere Vorzüge.

In den *Industrieländern* ist die Nutzung der ausbauwürdigen Wasserkräfte in der Regel weit fortgeschritten, so daß die künftigen Projekte weniger der Bereitstellung großer Energiemengen als vielmehr der Abdeckung von speziellen Aufgaben dienen.

Für Speicherkraftwerke, die Abflüsse zurückhalten für die Perioden großen Energiebedarfs, sind auch in den Alpenländern die Möglichkeiten weitgehend ausgeschöpft. Die modernen Anlagen sind charakterisiert durch Speicher mit großem Fassungsvermögen, deren Kapazität durch Wasserbeileitung aus benachbarten Einzugsgebieten und durch Pumpspeicherung vergrößert wird.

Pumpspeicherwerke werden in zunehmendem Maß in den Verbundnetzen eingesetzt und übernehmen planmäßig die Aufgabe der Spitzendeckung und der Frequenzhaltung im Netz, sowie die Rolle der Minutenreserve bei Störungen im Netz oder in anderen Kraftwerken.

Niederdruckkraftwerke in Flüssen, energiewirtschaftlich in der Regel als Laufkraftwerke genutzt, werden heute meist gebaut, wenn die Schiffahrtsverhältnisse in einem Fluß verbessert werden sollen oder wenn aus wasserwirtschaftlichen Gründen der Ausbau von Flußstrecken erforderlich wird. Daneben stehen zahlreiche Projekte, die der Erneuerung alter Flußkraftwerke dienen, wobei in der Regel auch die Kraftwerksleistung vergrößert wird.

In den Industrieländern geht die Tendenz dabei zu stärkerer Spezialisierung der einzelnen Kraftwerksarten, d.h. daß bei Spitzenkraftwerken die Ausnutzungsdauer kleiner, bei Laufkraftwerken größer wird als noch vor einigen Jahren. Da die Grundlage der Auslegung in jedem Fall die rechnerische Optimierung der Ausbaudaten ist, zeigt sich in dieser Tendenz gleichzeitig die Veränderung der heute absehbaren wirtschaftlichen Ausbauparameter gegenüber früher.

Die technische Entwicklung der Wasserkraftwerke hat in den letzten Jahren auf allen beteiligten Gebieten weitere Fortschritte gemacht, obwohl man hätte annehmen können, daß eine erprobte, „konventionelle" Technik keinen weiten Spielraum mehr erlaubt.

4.4 Sonstige Kraftwerke

Im Jahre 1978 wurden in der Bundesrepublik Deutschland 98,6 % der elektrischen Energie in konventionellen Wärme-, Kern- und Wasserkraftwerken erzeugt. Sonstige Kraftwerke lieferten also nur 1,4 % der Gesamterzeugung (s. Tab. 3.1). In Anbetracht des zu erwartenden Energiemangels dürfte ihre Bedeutung jedoch langfristig zunehmen. Im folgenden sollen daher Kraftwerksarten kurz vorgestellt werden, die elektrische Energie aus anderen Energieträgern erzeugen.
Müllkraftwerke oder Müllheizkraftwerke arbeiten wie konventionelle Wärmekraftwerke. Sie lieferten 1977 0,4 % der Gesamtbruttoerzeugung (s. Tab. 3.1). Besonders beim Betrieb in Kraft-Wärme-Kopplung lassen sich in ihnen Müllbeseitigung und Erzeugung von elektrischer Energie sowie Wärme wirtschaftlich verbinden.
Blockheizkraftwerke arbeiten ebenfalls in Kraft-Wärme-Kopplung. Gas- oder Dieselmotoren, deren Abwärme für Heizzwecke genutzt wird, treiben Generatoren für die elektrische Energieerzeugung an. Meistens sind diese Anlagen aus mehreren Einzelaggregaten mit einer Leistung von rd. 100 kW aufgebaut. Dabei kommen serienmäßig hergestellte Antriebsmotore, z. B. für LKW, zum Einsatz [*Hein* 1978]. In Blockheizkraftwerken werden Gesamtwirkungsgrade von über 80 % erzielt.
Für die langfristige Sicherung der Energieversorgung sind aber vor allem Kraftwerke interessant, die elektrische Energie aus unerschöpflichen Energiequellen erzeugen.
Sonnenkraftwerke können nach dem Prinzip der solarthermischen oder der solarelektrischen Energieumwandlung arbeiten. Bei *solarthermischen Kraftwerken* unterscheidet man zwei *Konzepte*:

1. Turmkonzept

   Spiegel konzentrieren die von ihnen reflektierte Sonneneinstrahlung auf einen Strahlungsempfänger, der sich an der Spitze eines Turmes befindet und als zentraler Wärmetauscher die Strahlungsenergie an ein Arbeitsmedium abgibt.

2. Farmkonzept

   Die von Kollektoren absorbierte Strahlungsenergie wird dezentral an ein Arbeitsmedium abgegeben.

Bei beiden Konzepten treibt das Arbeitsmedium einen herkömmlichen Turbosatz an. Versuchskraftwerke mit Leistungen in der Größenordnung von einigen MW sind sowohl für das Turmkonzept als auch für das Farmkonzept im Bau [*Glatzel, Stoy* 1978]. Dabei geht man von spezifischen Herstellungskosten von rd. 2000 DM/kW aus (vgl. Tab. 8.2).

Solarelektrische Kraftwerke haben den Vorteil, daß sie neben der direkten Sonneneinstrahlung auch diffuses Sonnenlicht in elektrische Energie umwandeln können. Sie haben jedoch zwei große Nachteile: Platzbedarf und Preis. Ein solarelektrisches Kraft-

werk mit einer Leistung von 1000 MW, das mit Halbleitersolarzellen bestückt ist, würde in Mitteleuropa eine Fläche von rd. 30 km^2 beanspruchen. Solarzellen-Generatoren für die Energieversorgung von Satelliten haben spezifische Herstellungskosten von 500 000 DM/kW bis 1 000 000 DM/kW. Es kann zwar davon ausgegangen werden, daß die Kosten durch Weiterentwicklung und Serienfabrikation sinken. Dennoch sind solarthermische Kraftwerke den solarelektrischen aus heutiger Sicht überlegen.
Außer an terrestrischen Sonnenkraftwerken wird vor allem in den USA an *Sonnenkraftwerken im erdnahen Weltraum* gearbeitet. Es wurden Vorschläge sowohl für solarthermische als auch für solarelektrische Kraftwerke mit einer Leistung von 10 GW gemacht. Die Energieübertragung zur Erde soll mit Hilfe von Mikrowellen erfolgen (s. 5.3). Eine Realisierung derartiger Projekte wirft jedoch erhebliche Probleme auf und ist daher noch nicht abzusehen [*Stoy* 1977].
Windkraftwerke haben für die Versorgung Mitteleuropas mit elektrischer Energie bislang keine Bedeutung. Die technischen Probleme sind jedoch weitgehend gelöst. In den USA waren noch in den 50er Jahren Windkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 50 MW für die Energieversorgung abgelegener Ortschaften installiert. Auch in der Bundesrepublik Deutschland wurde von 1957 bis 1968 als Versuchsanlage ein 100 kW-Windgenerator betrieben, der in das öffentliche Netz einspeiste. Im Zeichen der Ölschwemme schwand jedoch das öffentliche Interesse an Windkraftwerken; erst durch die Ölkrise 1973 wurde es durch neue Aktivitäten wiederbelebt.
An der deutschen Nordseeküste ist die Errichtung eines Windgenerators mit einer Leistung von 3 MW geplant (Projekt Growian (große Windenergie-Anlage)). Dabei wird von spezifischen Herstellungskosten in der Höhe von 800 DM/kW ausgegangen. Neben den Problemen der Verfügbarkeit u.ä. (s. 3.2.1) steht jedoch vor allem der große Platzbedarf einer weiten Verbreitung von Windkraftwerken entgegen: Der Growian-Rotor hat einen Durchmesser von 100 m; die Nabenhöhe des Turmes, an dem der Rotor befestigt ist, beträgt ebenfalls 100 m [*Dörner* 1979]. Ein 300 MW-Windkraftwerk aus 100 Generatoren des Growian-Typs hätte einen Flächenbedarf von rd. 10 km^2, da die Generatoren in ausreichender Entfernung voneinander aufgestellt werden müßten. Diese Fläche wäre allerdings zum größten Teil noch landwirtschaftlich nutzbar.
Meeresenergie wird bislang nur in *Gezeitenkraftwerken* in größerem Umfang genutzt. Diese Kraftwerke können aus Komponenten aufgebaut werden, die bereits Stand der Technik sind. Das größte Gezeitenkraftwerk der Welt mit einer Leistung von 240 MW arbeitet seit 1967 in der Bucht von St. Malo in Frankreich. Die 24 Aggregate mit einer Leistung von je 10 MW können auch als Pumpen arbeiten, so daß das Gezeitenkraftwerk zusätzlich als Pumpspeicherwerk betrieben werden kann.
In der Bundesrepublik Deutschland kann die Gezeitenenergie wegen des zu geringen Tidenhubes nicht genutzt werden (vgl. 3.2.3). Eine Nutzung der Wellenenergie wäre jedoch denkbar; größere Anlagen sind allerdings an der deutschen Küste nicht geplant. In Japan entsteht dagegen derzeit ein schwimmendes *Wellenkraftwerk* mit einer Leistung von 1 MW. Daneben sind mehrere kleinere Anlagen mit Leistungen bis zu 100 kW geplant, die nach verschiedenen Prinzipien arbeiten.

5 Energieübertragung und -verteilung

Die Fortleitung der elektrischen Energie vom Kraftwerk zum Verbraucher erfolgt stets über mehrere Spannungsebenen. Entsprechend der Funktion unterscheidet man zwischen *Übertragungsleitungen*, die dem Transport großer Leistungen über weite Entfernungen dienen und mit hohen Spannungen betrieben werden, sowie Mittel- und Niederspannungsnetzen für die *Verteilung* der elektrischen Energie.

5.1. Drehstrom-Hochspannungs-Übertragung (DHÜ)

Elektrische Energie wird heute überwiegend als Drehstrom erzeugt und verbraucht. Entsprechend erfolgt auch die Fernübertragung im allgemeinen mit Drehstrom.
Die erste Drehstromübertragung wurde von *O. v. Miller* anläßlich der Elektrotechnischen Ausstellung in Frankfurt/Main im Jahre 1891 errichtet. Über die 175 km lange Strecke von Lauffen am Neckar nach Frankfurt/Main wurden rund 150 kVA bei 15 kV, versuchsweise auch bei 30 kV, übertragen. Seitdem wurden die Übertragungsspannungen und damit die übertragbaren Leistungen ständig erhöht (s. Tab. 1.1).
Die höchste derzeit verwendete Übertragungsspannung beträgt 765 kV. Im Jahre 1969 wurde von der AEP (*American Electric Power Company*) erstmalig ein etwa 100 km langer Freileitungsabschnitt in Betrieb genommen. Ende 1971 erreichte die Leitungslänge des 765-kV-Netzes rund 1600 km. Einer der Gründe für die Wahl dieser Spannungsebene war der geplante Einsatz großer Generatoren. Das Ausbauprogramm sieht Kraftwerke mit fünf 800 MW-Blöcken in konventioneller Bauart und zwei 1100 MW-Kernkraftwerksblöcke vor. 3500 MW werden davon direkt in das 765-kV-Netz eingespeist. Gegenüber einer Spannung von 345 kV ergibt sich eine Leistungssteigerung von 5 : 1. Ein weiterer Gesichtspunkt für die Wahl von 765 kV war auch die damit erreichte Verminderung der Anzahl der in Zukunft notwendigen Freileitungen im Hinblick auf den Trassenbedarf.

Die *Grenze der Übertragungsspannung* bei Freileitungen ist damit jedoch noch nicht erreicht. In der UdSSR (Sibirien) ist eine 1200-kV-Leitung im Bau, die Mitte der 80er Jahre in Betrieb gehen soll. In den USA wurden vom EPRI (*Electric Power Research Institute*) Untersuchungen mit Spannungen bis zu 1500 kV durchgeführt, deren Ergebnisse Drehstromübertragungen bis zu dieser Spannung realisierbar erscheinen lassen [*Busch, Stamer* 1978].
In Westeuropa, also auch in der Bundesrepublik Deutschland, beträgt die höchste Übertragungsspannung 380 kV. Höhere Spannungen sind vorerst nicht notwendig.
Bild 5.1 zeigt vereinfacht den *Aufbau* einer DHÜ. Die eigentliche Fernleitung, im allgemeinen eine Freileitung, beginnt und endet an einer Umspannanlage, in der die elektrische

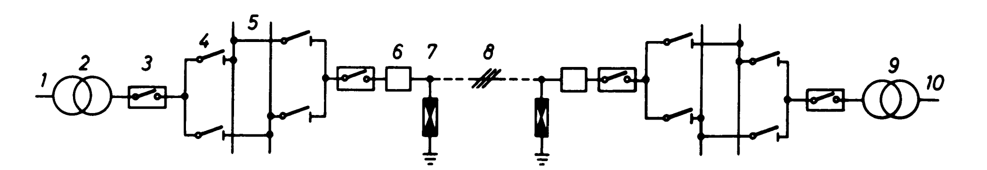


Bild 5.1 Aufbau einer DHÜ (vereinfacht)
1 Zuleitung (z. B. 21 kV vom Generator)
2 Transformator (z. B. 21 kV/380 kV)
3 Leistungsschalter
4 Trennschalter
5 Doppelsammelschiene
6 Meß- und Schutzeinrichtungen
7 Überspannungsableiter
8 Freileitung
9 Transformator (z. B. 380 kV/110 kV)
10 Leitung zur Mittelspannungs-Verteilung

Energie auf die jeweils benötigte Spannungshöhe transformiert wird. Außer den hierfür erforderlichen Transformatoren befinden sich in der Umspannstation verschiedene Schalt-, Meß- und Schutzeinrichtungen.

Eine wichtige Voraussetzung für die Betriebssicherheit einer Hochspannungs-Übertragung ist die Beherrschung von *Überspannungen*, wobei zwischen äußeren und inneren Überspannungen unterschieden werden muß. Für Nennspannungen bis etwa 400 kV werden in der Regel die äußeren Überspannungen maßgebend sein. Für höhere Nennspannungen werden die inneren Überspannungen, vorzugsweise die Schaltüberspannungen, für die Isolationsbemessung bestimmend.

Äußere Überspannungen werden durch Gewitterstörungen dem elektrischen Übertragungssystem aufgedrückt. Ein ausreichender Blitzschutz der Höchstspannungsanlagen, der durch geeignete Mastkopfanordnungen und Erdseile sowie Kleinhaltung der Erdübergangswiderstände an den Masten erzielbar ist, ist in Verbindung mit modernen Überspannungsableitern für die Stationen (Bild 5.1) die notwendige Maßnahme, um die von außen dem Übertragungssystem aufgedrückten Überspannungen auf ein unschädliches Maß abzusenken. Die Isolierung von Freileitungen selbst muß in der Lage sein, einen gelegentlichen Überschlag durch Gewitterüberspannungen ohne Schäden zu ertragen.

Innere Überspannungen können bei Schalthandlungen und in Störungsfällen entstehen. Die Verwendung rückzündungsfreier Schalter oder die dauernde Einschaltung von Kompensations-Drosselspulen sind geeignete Maßnahmen, um die inneren Überspannungen deutlich herabzusetzen. Es können jedoch in ungünstigen Fällen Überspannungen bis zum dreifachen der Sternspannung gegen Erde auftreten. So übersteigen die Überspannungsfaktoren beim Schalten der belasteten kanadischen 735-kV-Leitung (s. 1.1) nicht den Wert von 2,1, wenn die Ladestromdrosseln eingeschaltet sind; ohne Ladestromdrosseln würde ein Wert von 2,8 erreicht werden.

Für die *Bemessung* und den *Betrieb* einer DHÜ sind eine Reihe von Einflußgrößen zu beachten, z. B. die Belastbarkeit, der Spannungsabfall, der Blindleistungsbedarf und das Stabilitätsverhalten. Auf diese Größen soll hier nicht näher eingegangen, sondern lediglich auf entsprechende Literaturstellen hingewiesen werden [*Denzel* 1966; *Lau, Hardt* 1968].

Besondere Probleme hinsichtlich der Energieübertragung treten bei der *Energieversorgung von Ballungsgebieten* auf. Die steigenden Lastdichten erfordern die Bereitstellung ent-

sprechend hoher Leistungen in den Verbraucherschwerpunkten, wobei aus Gründen der Wirtschaftlichkeit hohe Übertragungsspannungen gewählt werden müssen. Die Errichtung von Freileitungen ist in den Ballungszentren jedoch häufig nicht möglich, so daß auf unterirdische Übertragungssysteme übergegangen werden muß. Hier kommen zwangsgekühlte Kabel oder Rohrleiter in Frage. Die Leistungsfähigkeit von Rohrleitern, die mit dem Isoliergas Schwefelhexafluorid (SF_6) gefüllt sind, ist dabei durch die geringen dielektrischen Verluste größer als die Leistungsfähigkeit herkömmlicher Ölpapierkabel [*Brinkmann* 1977].

Als Beispiel eines leistungsfähigen Systems für die Energieversorgung von Ballungsgebieten soll das 380 kV-Übertragungssystem in Berlin (West) dienen [*Brinkmann* 1977; *v. Gersdorff* 1979]: Das Kraftwerk Reuter und das Umspannwerk Mitte sind durch ein 10,7 km langes Doppelsystem verbunden; 2,6 km wurden als Freileitung, 8,1 km als zwangsgekühltes Einleiter-Ölkabel (Kühlmedium: Wasser) ausgeführt. An beiden Enden der Übertragungsleitung wurden vollgekapselte, SF_6-isolierte Schaltanlagen errichtet, die nur etwa 7 % der Grundfläche herkömmlicher Freiluftanlagen für 380 kV benötigen. Das System wurde 1978 in Betrieb genommen.

5.2 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

Nicht immer ist die Übertragung elektrischer Energie als Drehstrom möglich bzw. sinnvoll; in bestimmten Fällen bietet eine Gleichstromübertragung Vorteile. HGÜ-Anlagen lassen sich, je nach ihrer primären *Aufgabe*, in vier Gruppen aufteilen:

1. Übertragung sehr großer Leistungen über sehr große Entfernungen.
2. Übertragung mit Seekabeln.
3. Energieversorgung von Ballungsgebieten.
4. Verbindung von asynchronen Drehstromsystemen ohne Gleichstromleitung („Kurzkupplung").

Zu 1: Bei langen Drehstromleitungen treten besondere Probleme auf, wie hohe Ladeleistung und Stabilitätsschwierigkeiten. Bei entsprechenden *Gleichstromleitungen* bestehen diese Probleme nicht. Bei Gleichstrom ist die Übertragungsleistung je Leiter bei gleicher Leiter-Erde-Spannung und gleichem Strom um den Faktor $\sqrt{2}$ größer als bei Drehstrom. Die Freileitung für eine HGÜ ist bei gleicher Leistung billiger. Bei der Verwendung der Erde als Rückleiter treten bei einer HGÜ geringere Verluste auf als bei einer DHÜ. Die Übertragung elektrischer Energie ist damit bei großen Leistungen und großen Entfernungen mit einer HGÜ wirtschaftlicher als mit einer DHÜ.

Zu 2: *Seekabel-Übertragungen* mit Drehstrom über große Entfernungen sind wegen der erforderlichen Ladeleistung und der dielektrischen Verluste unmöglich. Bei der HGÜ treten diese Probleme nicht auf. Da die Kabelkosten für eine HGÜ niedriger sind als für eine entsprechende DHÜ, sind die Investitionskosten für eine HGÜ schon bei relativ geringen Entfernungen niedriger.

Zu 3: Die *Energieversorgung von Ballungsgebieten* mit einer HGÜ bietet Vorteile wegen der schnellen Regel- und Steuerbarkeit. Vor allem kann im Kurzschlußfall über die Steu-

erung der Stromrichter nahezu verzögerungsfrei eine weitere Einspeisung verhindert werden, so daß die Endpunkte einer HGÜ hinsichtlich der Kurzschlußleistung entkoppelt sind.

Zu 4: Eine *Kurzkupplung* ermöglicht den Verbundbetrieb von getrennten, nicht synchron betriebenen Drehstromnetzen, ggf. auch unterschiedlicher Frequenz.

Bild 5.2 zeigt stark vereinfacht den *Aufbau* einer HGÜ. An beiden Enden der Übertragungsleitung befinden sich Stromrichterstationen. Außer den Stromrichtern für die Gleich- bzw. Wechselrichtung und den zugehörigen Stromrichtertransformatoren sind in den Stationen Anlagen für die Glättung des Gleichstromes, die Filterung des Wechselstromes sowie Schalt-, Meß- und Schutzeinrichtungen untergebracht. Die Übertragungsleitungen werden im allgemeinen bipolar (z.B. mit ± 250 kV) bei geerdetem Nullpunkt betrieben, so daß bei Störungen in einer Leitung das System mit der Erde als Rückleiter funktionsfähig bleibt, wenn auch mit geringerer Leistung.
Das größte technische Problem bei der Realisierung einer HGÜ sind die notwendigen *Gleich- und Wechselrichter*. Erste Versuche zur HGÜ wurden um 1940 durchgeführt; dabei wurden einerseits Hochdruck-Lichtbogenventile, andererseits gesteuerte Quecksilberdampfventile erprobt. Die erste HGÜ-Versuchsanlage mit Lichtbogenventilen wurde von *E. Marx* im Jahre 1942 im Netz der Preußenelektra in Betrieb genommen. Bei einer Spannung von 80 kV (± 40 kV) wurde eine Leistung von 16 MW über eine Entfernung von 5 km von Lehrte nach Misburg übertragen. Parallel dazu wurde eine Versuchsanlage in Salzgitter-Hallendorf mit einer Leistung von 15 MW bei 75 kV erstellt. Etwa zur gleichen Zeit entstanden auch Versuchsanlagen mit Quecksilberdampfventilen in Deutschland, Schweden, der Schweiz und in den USA. In Deutschland wurde die HGÜ-Anlage Elbe – Berlin gebaut (Leistung 60 MW, Spannung ± 200 kV, Entfernung 115 km), die jedoch bei Kriegsende vor der Inbetriebnahme demontiert wurde.

Die Entwicklungsarbeiten an Hochdruck-Lichtbogenventilen wurden nach 1945 eingestellt, die Arbeiten an Quecksilberdampfventilen nach kurzer Unterbrechung wieder aufgenommen. Sämtliche HGÜ-Anlagen, die bis 1970 in Betrieb gingen, sind mit Quecksilberdampfventilen ausgerüstet.

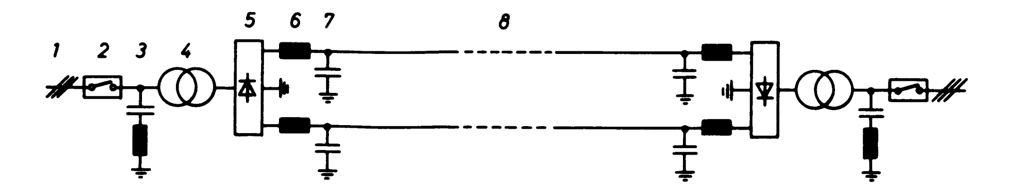


Bild 5.2 Aufbau einer HGÜ (stark vereinfacht)

1 Zuleitung vom Drehstromnetz
2 Leistungsschalter
3 Filterkreise
4 Stromrichtertransformator
5 Gleich- und Wechselrichter
6 Glättungsdrosseln
7 Blitzschutzkondensatoren
8 Freileitung oder Kabel

Die letzte einschneidende Veränderung in der Stromrichtertechnik wurde schließlich durch Fortschritte in der Halbleitertechnik hervorgerufen: Strombelastbarkeit und Sperrspannung von steuerbaren Halbleiterventilen (Thyristoren) konnten derart erhöht werden, daß eine Anwendung für die HGÜ möglich wurde. Sämtliche ab 1976 in Betrieb genommenen und für die Zukunft geplanten HGÜ arbeiten mit Halbleiterventilen. Durch Reihenschaltung mehrerer Ventilgruppen können sehr hohe Gleichspannungen erzeugt werden. Hier ist eine konstruktive Grenze abzusehen, die etwa bei 2400 kV (± 1200 kV) liegt; die Grenze ist dadurch gegeben, daß bei weiterer Erhöhung der Spannung die Abstände und damit die Abmessungen der spannungsbeanspruchten Bauteile in unwirtschaftlicher Weise anwachsen.

Die HGÜ wird bislang lediglich für die Energieübertragung zwischen zwei Punkten eingesetzt; es besteht noch kein verzweigtes Hochspannungs-Gleichstrom-Netz. Einer der Gründe dafür ist, daß geeignete *Hochspannungs-Gleichstrom-Leistungsschalter* bislang nicht verfügbar waren. Während bei Wechselspannung der periodische Stromnulldurchgang für die Unterbrechung des Stromkreises genutzt werden kann, muß bei Gleichstromschaltern erreicht werden, daß die Bogenspannung des Schaltlichtbogens größer wird als die speisende Spannung. Die Entwicklung derartiger Schalter wird jedoch vorangetrieben; ein Versuchsschalter für eine Betriebsspannung von 200 kV wurde bereits mit Strömen bis zu 2,5 kA erfolgreich erprobt [*Ekström* u. a. 1976].

Weltweit waren im September 1978 19 *HGÜ-Anlagen* im Betrieb, 8 weitere Anlagen im Bau oder geplant [*Jütten, Rumpf* 1978; *Bischoff, Gocht* 1979]. Als erste kommerzielle Anlage wurde 1954 eine Seekabel-Übertragung zwischen dem schwedischen Festland und der Insel Gotland in Betrieb genommen. Die Entfernung beträgt 96 km, die Leistung 20 MW, die Betriebsspannung 100 kV. Es wurde lediglich eine Einfachleitung verlegt; die Stromrückleitung erfolgt über Erde. Als weitere für Mitteleuropa bedeutungsvolle Seekabel-Übertragungen wurden 1961 die Verbindung England – Frankreich durch den Ärmelkanal (64 km, 160 MW, ± 100 kV) sowie 1965 die HGÜ „Konti-Skan" zwischen Dänemark und Schweden (180 km, 250 MW, 250 kV unipolar) in Betrieb genommen.

Die erste Kurzkupplung war die ebenfalls 1965 fertiggestellte HGÜ in Sakuma in Japan. Sie verbindet ein Drehstromnetz mit 50 Hz und ein Drehstromnetz mit 60 Hz. Die Leistung der Anlage beträgt 300 MW, die Betriebsspannung 125 kV.

Der Energieversorgung eines Ballungsgebietes dient die seit 1975 arbeitende HGÜ von Kingsnorth nach London in England. Über ein 82 km langes Kabel wird bei einer Spannung von ± 266 kV eine Leistung von 640 MW übertragen.

Eine typische Fernübertragung ist die HGÜ von Cabora Bassa in Mozambique nach Apollo in Südafrika. Über eine Freileitung von 1414 km Länge kann seit der Fertigstellung der letzten Ausbaustufe im März 1979 bei einer Spannung von ± 533 kV eine Leistung von 1920 MW übertragen werden.

Abschließend sei noch auf die HGÜ mit der derzeit höchsten geplanten Leistung und Betriebsspannung hingewiesen: In der UdSSR soll bis 1985 zwischen Nord-Kasakhstan und Mittelrußland eine Fernübertragung über 2400 km fertiggestellt werden. Die Leistung dieser Anlage soll 6000 MW betragen, als Betriebsspannung sind ± 750 kV geplant.

5.3 Andere Möglichkeiten für die elektrische Energieübertragung

Derzeit können nahezu alle Aufgaben der elektrischen Energieübertragung durch DHÜ oder HGÜ gelöst werden. Daneben stehen jedoch auch noch einige andere Möglichkeiten für den Transport elektrischer Energie zur Diskussion, die im folgenden kurz aufgezeigt werden sollen.

1. Halbwellenübertragung

Damit die Stabilität einer DHÜ gewährleistet ist, muß der Polradwinkel zwischen den über die Leitung zusammengeschalteten elektrischen Maschinen unterhalb von 90° liegen. Der durch die Übertragungsleitung bedingte, von der Leitungslänge abhängige Leitungswinkel, der in den Polradwinkel eingeht, darf damit in der Praxis maximal 30° betragen. Wird dieser Leitungswinkel überschritten, kann z. B. durch Kompensation mit Hilfe von Reihenkondensatoren die „elektrische Leitungslänge" verringert werden. Derartige Maßnahmen sind jedoch auch nur bis zu bestimmten Übertragungsentfernungen möglich.
Bei der Halbwellenübertragung wird durch Drosselspulen und Kondensatorbatterien die „elektrische Leitungslänge" derart vergrößert, daß der Polradwinkel zwischen den verbundenen Maschinen etwas oberhalb von 180° liegt. Die Übertragung verhält sich dann, als ob der Polradwinkel wenige Grad betragen würde; die Stabilität ist gesichert [*Hubert, Gent* 1965]. Die Halbwellenübertragung könnte damit den wirtschaftlichen Einsatz von DHÜ bei Entfernungen ermöglichen, die heute der HGÜ vorbehalten sind. Bislang ist jedoch noch keine leistungsfähige Halbwellen-DHÜ in Betrieb.

2. Normalleitende Kabel bei tiefen Temperaturen

Bei den normalleitenden Metallen wie Al und Cu verringert sich der Widerstand stetig mit sinkender Temperatur. Reinstaluminium hat bei 5 K einen spezifischen Leitwert, der um den Faktor 2000 größer ist als der Leitwert von Cu bei Raumtemperatur. Dennoch erscheint es fraglich, ob normalleitende Kabel bei derart tiefen Temperaturen gegenüber supraleitenden Kabeln technisch interessant werden können. Viel eher dürften solche Kabel bei der Temperatur des flüssigen Stickstoffs (Siedetemperatur bei Normaldruck 77 K) aussichtsreich sein, da dies bei geringeren technologischen Schwierigkeiten bereits eine beträchtliche Verringerung der Verluste in den Leitern und im Dielektrikum zur Folge hat.

3. Supraleitende Kabel

Bei supraleitenden Metallen verschwindet der Wirkwiderstand sprunghaft bei Unterschreitung der Sprungtemperatur. Diese liegt bei den heute bekannten Supraleitern im Bereich zwischen dem absoluten Nullpunkt und etwa 20 K, so daß eine Kühlung, z. B. mit flüssigem Helium (Siedetemperatur bei Normaldruck 4,2 K) erforderlich wird. Die Eigenschaft der Supraleitung geht jedoch bei Überschreitung einer bestimmten magnetfeldabhängigen „kritischen Stromdichte" verloren, weshalb der Strom in einem Supraleiter nicht beliebig hoch sein kann.

Bei „weichen Supraleitern" (Pb, Nb, Hg) fließt der Strom im supraleitenden Zustand nur in einer dünnen Oberflächenschicht. Da bei zeitlichen Änderungen des Stromes keine Wirbelstromverluste im Leiter auftreten, können weiche Supraleiter auch für Wechsel- oder Drehstromübertragungen verwendet werden. „Harte Supraleiter" (NbZr, NbTi, Nb_3Sn) haben zwar höhere Sprungtemperaturen, sind jedoch nur für Gleichstromübertragungen brauchbar, da bei einem zeitlich veränderlichen Strom die Supraleitung verloren geht; mittlere Stromdichten bis 3 kA/mm^2 werden für möglich gehalten. Trotz der genannten interessanten Eigenschaften dürften supraleitende Kabel wegen der hohen Kosten für die Erzeugung und Erhaltung der tiefen Temperaturen nur bei sehr hohen Übertragungsleistungen wirtschaftlich sein.

4. Mikrowellen-Energieübertragung mit Hohlleitern

Es wurde vorgeschlagen, Mikrowellen im Frequenzbereich von 1 GHz bis 10 GHz in Hohlleitern zur Energieübertragung zu verwenden. Ein solches System würde jedoch auch bei sehr hohen Leistungen nach dem heutigen Stand der Technik nicht mit einem so hohen Wirkungsgrad wie konventionelle Übertragungen arbeiten können. Davon abgesehen stehen Geräte zur Energieumformung auf der Erzeuger- und Verbraucherseite mit ausreichender Leistung noch nicht zur Verfügung.

5. Drahtlose Energieübertragung

Elektrische Energie kann durch stark gebündelte Mikrowellen im Frequenzbereich von 1 GHz bis 10 GHz durch den freien Raum übertragen werden. Ebenso ist eine drahtlose Energieübertragung durch Laserstrahlen möglich. Verglichen mit konventionellen Systemen besteht eine starke Beschränkung der möglichen Dauerleistung; außerdem ist der Wirkungsgrad niedrig. Dennoch ist in Zukunft eine Anwendung für spezielle Zwecke denkbar, z. B. für die Energieversorgung von Synchronsatelliten oder die Energieableitung von Sonnenkraftwerken im Weltraum.

5.4 Wahl des Übertragungssystems

Die Wahl des Übertragungssystems erfolgt auf Grund von Wirtschaftlichkeitsüberlegungen. Dabei muß vor allem über folgende *Parameter* entschieden werden:

1. Art des Übertragungssystems (DHÜ, HGÜ).
2. Höhe der Übertragungsspannung.
3. Art der Leitungsführung (Freileitung, Kabel, zwangsgekühlte Kabel, SF_6-Rohrleiter).

Im allgemeinen ist eine Reihe von *Größen vorgegeben* bzw. als gegeben zu betrachten, z.B.:

1. Die geographische Lage von Anfangspunkt und Endpunkt und damit die Entfernung sowie die Gestaltung der Erdoberfläche zwischen den Stationen, wie z. B. mehr oder weniger ebenes Gelände, Gebirge, Wasser.
2. Die geographische Lage von möglichen Zwischenstationen.

3. Die Art des in Anfangs-, End- und ggf. Zwischenstation anzuschließenden Netzes (Kraftwerk allein, verbrauchendes Netz allein, Kombination von beiden).
4. Die maximal zu übertragende Leistung.
5. Die zu übertragende Leistung in Abhängigkeit von der Zeit (Belastungsverlauf).
6. Kapitalzinssatz und Abschreibungsdauer.

Aufgrund dieser Angaben kann eine *Vorauswahl* des Übertragungssystems erfolgen. Um die wirtschaftlich günstigste Lösung zu finden, werden anschließend die noch zur Entscheidung stehenden Parameter (z. B. Höhe der Übertragungsspannung) unter Berücksichtigung sämtlicher Kosten (s. unter 8) z. B. mit Hilfe der Investitionsrechnung bestimmt.

Besondere Beachtung fand in den letzten Jahren die Wahl der *Art des Übertragungssystems*, also DHÜ oder HGÜ. Noch etwa im Jahre 1950 war man der Meinung, daß für eine Übertragungsleistung von 500 MW für Entfernungen von mehr als 400 km die Übertragung mit Gleichstrom wirtschaftlicher sei als mit Drehstrom. Als um 1960 eine Hochleistungs-Fernübertragung in Kanada geplant wurde, bei der im Endausbau 5000 MW über 600 km übertragen werden sollten, hat man sich jedoch für eine DHÜ mit einer Betriebsspannung von 735 kV entschlossen, u. a. auch wegen des Fehlens geeigneter Leistungsschalter für hohe Gleichspannung.

Nach dem gegenwärtigen Stand der Entwicklung und aufgrund von amerikanischen, russischen und deutschen Untersuchungen mit durchaus gleichartigen Ergebnissen dürften derzeit etwa nachstehende Grenzwerte als Anhaltspunkte dienen: Für Entfernungen unter 500 km hat sich in den bisher betrachteten Fällen die Drehstromübertragung in allen Fällen als wirtschaftlicher erwiesen. Bei Entfernungen von mehr als 1500 km dürfte in allen Fällen die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung wirtschaftlicher sein, allerdings mit der Einschränkung, daß keinerlei Zwischenstationen mit zusätzlichen Gleich- oder Wechselrichtern erforderlich sind. Im Bereich zwischen 500 km und 1500 km muß eine sehr sorgfältige Investitionsrechnung durchgeführt werden, da es in starkem Maße von den Randbedingungen abhängt, welchem System der Vorzug zu geben ist.

Bei Seekabel-Übertragungen ist eine HGÜ schon bei relativ geringeren Entfernungen wirtschaftlicher als eine DHÜ (s. 5.2); sie kommt für Entfernungen ab 20 km in Frage. Entsprechendes gilt für Landkabel-Verbindungen, z. B. für die Energieversorgung von Ballungsgebieten.

5.5 Energieverteilung

Die Verteilung der elektrischen Energie erfolgt über *Mittel-* und *Niederspannungsnetze*, die mit Drehstrom betrieben werden. Das der Übertragung dienende Hochspannungs-Verbundnetz und die Mittel- und Niederspannungsnetze sind in Umspannstationen über Transformatoren miteinander verbunden. Die Mehrzahl der Verbraucher wird mit Niederspannung versorgt, Abnehmer mit größerem Energiebedarf mit Mittelspannung (Sondervertragskunden, z. B. Industriebetriebe).

Die verkettete Betriebsspannung der Niederspannungsnetze beträgt 380 V. Mittelspannungsverteilungsnetze werden mit Spannungen von 6 kV bis zu 110 kV betrieben, das

Verbundnetz arbeitet mit 220 kV oder 380 kV. In der Energieverteilung zeichnet sich der Trend zu einem 3-Spannungssystem ab, entweder 110 kV/10 kV/380 V oder 110 kV/20 kV/380 V. Ältere Verteilungsnetze arbeiten häufig noch mit 4 Spannungsebenen, z. B. 110 kV/30 kV/6 kV/380 V. Mit steigender Lastdichte werden diese Netze jedoch in zunehmendem Maße auf das wirtschaftlichere 3-Spannungssystem umgestellt: Jede Umspannung verursacht Kosten durch Investitionen und Verluste.

Die Bilder 5.3, 5.4 und 5.5 zeigen die grundsätzlichen *Netzformen* für Verteilungsnetze. Das Strahlennetz (Bild 5.3) hat den Vorzug der Einfachheit und Übersichtlichkeit. Dadurch wird der Netzschutz bei Kurz- oder Erdschluß einfach und billig. Bei Fehlern sind jedoch alle Abnehmer, die von der Einspeisestelle aus gesehen hinter der Störungsstelle angeschlossen sind, ohne Spannung. Da außerdem die Spannungshaltung Probleme aufwirft, werden reine Strahlennetze heute kaum noch betrieben.

Als Ringnetz (Bild 5.4) werden häufig Mittelspannungsverteilungsnetze ausgeführt. Ringnetze werden meistens offen, d. h. mit einer Trennstelle, betrieben. Dadurch wird der Netzschutz ähnlich einfach wie beim Strahlennetz. Durch Freischaltung des defekten Leitungsabschnittes können jedoch auch beim Auftreten von Fehlern alle Abnehmer versorgt werden.

Maschennetze (Bild 5.5) setzen sich heute vor allem im Niederspannungsbereich mehr und mehr durch. Häufig sind sie durch Vermaschung von Strahlennetzen entstanden. Im Hinblick auf Spannungshaltung und Lastausgleich bieten sie die besten Voraussetzungen. Erfolgt zudem an mehreren Stellen eine Einspeisung in das Maschennetz, so bietet es eine sehr hohe Versorgungssicherheit.

110-kV-Leitungen werden zum größten Teil als Freileitungen, in Ballungsgebieten jedoch auch als Kabel ausgeführt. Entsprechend werden sowohl Freiluft- als auch Innenraum-Schaltanlagen betrieben, diese häufig mit SF_6-Isolierung. 20-kV- und 10-kV-Leitungen sind ebenfalls sowohl als Freileitung als auch als Kabel anzutreffen, die Schaltanlagen befinden sich jedoch stets in geschlossenen Räumen. Niederspannungsleitungen bestehen nur noch in ländlichen Gebieten als Freileitungen.

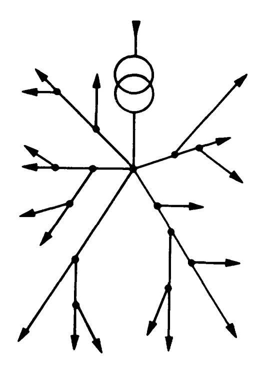


Bild 5.3 Strahlennetz

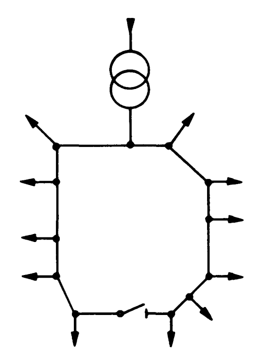


Bild 5.4 Ringnetz mit Trennstelle

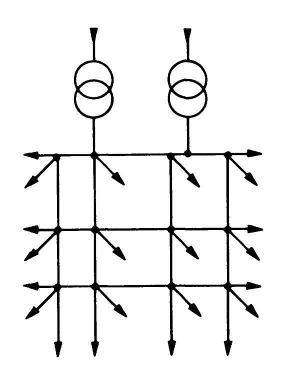


Bild 5.5 Maschennetz, zweifach eingespeist

Die *Wahl des Verteilungssystems* (Höhe der Betriebsspannung, Netzform, Art der Leitungsführung) erfolgt entsprechend der Wahl eines Übertragungssystems (s. 5.4). Allerdings müssen dabei häufiger gewachsene Netzstrukturen berücksichtigt werden.

5.6 Gefährdung durch elektrische Energie und Schutzmaßnahmen

In den letzten Jahrzehnten hat sich der Anwendungsumfang der elektrischen Energie derart ausgeweitet, daß heute jeder Mensch täglich mit elektrischen Geräten oder Anlagen zu tun hat. Er wird daher auch ständig mit einer Gefährdung durch elektrische Energie konfrontiert. Im folgenden soll kurz aufgezeigt werden, in welcher Weise Menschen durch elektrische Energie in Gefahr kommen können und welche Maßnahmen dagegen unternommen werden.
Berührt ein Mensch ein unter Spannung stehendes Teil und kann sich der Stromkreis über ihn schließen, wird sein Körper vom Strom durchflossen. Wird dabei eine bestimmte Stromstärke überschritten, kann Herzkammerflimmern eintreten, das zum Tode führt.

Schutzmaßnahmen haben zum Ziel, eine *Durchströmung* zu verhindern. Die Entwicklung hochwirksamer Schutzeinrichtungen setzt jedoch die Kenntnis der Gefährdungsgrenzen voraus. Experimentelle Untersuchungen an Menschen verbieten sich von selbst. Man hat daher Untersuchungen an Modelltieren (z. B. an Schweinen) durchgeführt. Die gewonnenen Ergebnisse wurden anschließend auf Menschen übertragen [*Buntenkötter, Jacobsen* 1976].
In der Bundesrepublik Deutschland sind Schutzmaßnahmen entsprechend den *Vorschriften* des *Verbandes Deutscher Elektrotechniker* anzuwenden [VDE 0100]. Diese Sicherheitsbestimmungen haben sich als sehr wirkungsvoll erwiesen: Die Zahl der tödlichen Unfälle ist seit Jahren trotz steigenden Verbrauches an elektrischer Energie rückläufig [*Brinkmann* u.a. 1972]. Die nach den VDE-Vorschriften zulässigen Schutzmaßnahmen werden im folgenden kurz erläutert.
Die Schutzmaßnahmen Schutzerdung, Schutzleitersystem und Nullung arbeiten nach folgendem Prinzip: Alle nicht zum Betriebsstromkreis gehörenden leitfähigen Teile elektrischer Betriebsmittel werden an einen gesonderten Schutzleiter angeschlossen. Werden diese Teile durch einen Fehler unter Spannung gesetzt, schließt sich der Stromkreis über den Schutzleiter: Durch die vorgeschaltete Überstrom-Schutzeinrichtung fließt ein Kurzschlußstrom, so daß sie abschaltet.
Bei der Schutzisolierung und der Standortisolierung wird das Auftreten einer Berührungsspannung durch zusätzliche Isolierung verhindert. Schutzkleinspannung darf maximal 42 V betragen: Durch die geringe Betriebsspannung werden bei einer Durchströmung kritische Stromstärken nicht erreicht. Bei der Schutztrennung ist der Betriebsstromkreis durch einen Trenntransformator vom speisenden Netz galvanisch getrennt. Der Betriebsstromkreis ist also nicht mit Erde verbunden, so daß auch bei einem Fehler der Isolierung der berührende Mensch nicht durchströmt werden kann.
Die Fehlerspannungs(FU)-Schutzschaltung wirkt folgendermaßen: Tritt an einem leitfähigen, nicht zum Betriebsstromkreis gehörenden Anlagenteil eine zu hohe Berührungsspannung auf, wird die Anlage über einen FU-Schutzschalter abgeschaltet.

Die am weitesten entwickelte Schutzmaßnahme schließlich ist die Fehlerstrom(FI)-Schutzschaltung: Alle nicht zum Betriebsstromkreis gehörenden Anlagenteile werden geerdet. Mit Hilfe eines Summen-Stromwandlers im vorgeschalteten FI-Schalter wird kontrolliert, ob Hin- und Rückstrom des Betriebsmittels gleich groß sind. Sobald dies nicht mehr der Fall ist, weil infolge eines Fehlers Strom zur Erde fließt, wird die Anlage durch den FI-Schalter abgeschaltet.

Neben einer Gefährdung von Menschen im Falle einer Durchströmung ist auch eine Gefährdung durch *elektrische Felder* denkbar. Durch die wachsenden Übertragungsspannungen werden Menschen in der Nähe elektrischer Anlagen (z.B. unter Freileitungen) immer höheren elektrischen Feldstärken ausgesetzt, so daß die Frage nach einer möglichen Gefährdung in den letzten Jahren zunehmend Bedeutung bekam.

Zunächst wurden Untersuchungen an Tieren vorgenommen [*J. Brinkmann* 1976]. Ein schädigender Einfluß elektrischer Felder wurde nicht festgestellt.

Untersuchungen über den Einfluß elektrischer Felder auf Menschen wurden vor allem in den USA, in der UdSSR sowie in der Bundesrepublik durchgeführt. In der UdSSR wurden sogar gesetzliche Beschränkungen für den Aufenthalt unter elektrischen Feldern eingeführt: Bei den Untersuchungen waren Befindlichkeitsveränderungen gefunden worden. Diese Ergebnisse konnten jedoch durch die Untersuchungen in den USA und der Bundesrepublik nicht bestätigt werden. Bei gewissenhaftester Durchführung und Berücksichtigung sämtlicher Fehlerquellen wurde kein befindlichkeitsverändernder oder gar krankheitserregender Einfluß elektrischer Felder festgestellt [*Beyer* u. a. 1979, *Kühne* 1979].

6 Rationelle und sparsame Energieverwendung

Im Jahre 1977 wurden in der Bundesrepublik Deutschland 95 % der elektrischen Energie aus erschöpflichen Energiequellen erzeugt; also aus Energiequellen, deren Versiegen absehbar ist (s. unter 3). Dem daraus resultierend langfristig zu erwartenden *Energiemangel* muß einerseits durch verstärkte Nutzung unerschöpflicher Energiequellen, andererseits durch rationelle und sparsame Energieverwendung vorgebeugt werden.
Da die elektrische Energie in diesem Zusammenhang nicht getrennt von anderen Energieträgern betrachtet werden kann, sind neben energiewirtschaftlichen Erwägungen auch energiepolitische Maßnahmen zu berücksichtigen. Diesen Überlegungen wird im folgenden Rechnung getragen.

6.1 Entkopplung

Hauptziel der Energiepolitik in Anbetracht des langfristig zu erwartenden Energiemangels ist die dauerhafte Verringerung des *Elastizitäts-Koeffizienten* (Verhältnis von Sozialprodukt- zu Primärenergieverbrauchswachstum) im Sinne einer „Entkopplung" [*Müller, Stoy* 1978]. Für die Jahre 1985–1990 soll er sich von 0,83 im Mittel der Jahre 1975–1985 auf 0,54 verringern. Dies erscheint realistisch, weil die voraussehbare Energieverknappung und die verstärkte Einbeziehung von Umweltkosten für stärkere reale Energiepreissteigerungen in den nächsten Jahren sprechen. Dies wiederum dürfte zur Beschleunigung von Energieeinsparprozessen sowie Substitutionsprozessen zugunsten relativ preisgünstigerer Energieträger führen. Auch dies läßt eine bis zum Jahre 2000 relativ zum gesamten Primärenergieverbrauch überproportional wachsende Nachfrage nach elektrischer Energie erwarten.

Aus dem energiepolitischen Ziel der Bundesregierung, vor allem den Mineralölverbrauch zu verringern, leiten sich die in ihrem *Energieprogramm* [BM Wi 1977] angesprochenen Maßnahmen zur rationellen und sparsamen Energieverwendung unmittelbar ab: Verbesserung der Wärmedämmung und des Heizungsanlagenbetriebs in Gebäuden, Wärme-Kraft-Kopplung, Nutzung der Kraftwerksabwärme und Ausbau von Fernwärmenetzen. Subventioniert wird auch die Nutzung der unerschöpflichen Energiequellen wie Sonnenenergie, z.B. durch finanzielle Hilfen für den Einbau von Solarkollektoren und Wärmepumpen sowie von Regeneratoren und Rekuperatoren zur Wärmerückgewinnung. Hinzu kommt die Förderung der Erforschung, Entwicklung und Markteinführung energiesparender Technologien. Besonders große Bedeutung mißt die Bundesregierung schließlich der Information und Beratung der privaten und gewerblichen Verbraucher über die Möglichkeiten der Energieeinsparung bei.

6.2 Grundsätze rationeller Energienutzung

Nach [*Schaefer* 1975] lassen sich für die Einsparung von Energie folgende *Grundsätze* aufstellen:

1. Vermeidung unnötigen Verbrauchs an Nutzenergie, also des Energieverbrauchs, der keinen Fortschritt im Sinne der gewünschten Produktion oder Dienstleistung bringt, z.B. Maschinenleerlauf, unnötiges Zapfen von Warmwasser, überhöhte Forderungen an Prozeßparameter wie Drücke und Temperaturen und sog. „Angstzuschläge" der Fertigungsabteilungen – soweit im Sinne der Fertigung nach Menge und Qualität nicht nötig.
2. Verminderung des Bedarfs an Nutzenergie für bestimmte Zwecke, z.B. bessere Wärmedämmung verbunden mit besserer Temperatursteuerung, bessere Dosierung der Energiezufuhr, hohe Ausnutzung der Anlagenkapazität.
3. Erhöhung der Wirkungsgrade der Umwandlungsketten, die zur Nutzenergie führen, z.B. technische Verbesserung von Anlagen, Maschinen und Geräten, Änderung von Technologien (z.B. Vorschaltung einer mechanischen vor der thermischen Trocknung) oder induktive partielle Erwärmung von Werkstücken zur Oberflächenhärtung.
4. Energie zurückgewinnen und Energieversorgungssysteme integriert konzipieren und betreiben, also gemeinsame Betrachtung mehrerer Verfahrensschritte und genaue Untersuchung der Zustände, Temperaturen und Drücke, die das Material z.B. bei der Fertigung durchläuft.

6.3 Ansatzpunkte für Energieeinsparung in der Industrie

Die Wahl des richtigen Ansatzpunktes für die Energieeinsparung im Endverbrauchssektor Industrie [Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) 1976] setzt eine *Analyse des Endenergieeinsatzes* nach Anwendungsarten voraus: Rd. 80 % entfallen auf Wärmeprozesse einschl. Elektrowärme, rd. 10 % auf Raumheizungszwecke und nochmals rd. 10 % auf Kraftprozesse einschließlich Lichtbedarf. Der Anteil elektrischer Energie beträgt lediglich rd. 20 %, davon rd. 25 % für Elektrowärme und rd. 75 % für Kraftprozesse und Lichtbedarf. In der Diskussion um Energieeinsparungsmöglichkeiten wird die elektrische Energie somit also häufig überbewertet. Interessant ist in diesem Zusammenhang auch, daß z.B. Koks, Erdgas, leichtes und schweres Heizöl rd. 80 % des industriellen Endenergiebedarfs für Prozeßwärme decken. Das Ziel einer Verringerung des Wärmeenergiebedarfs entspricht daher nicht nur der energiepolitischen Notwendigkeit, unsere Abhängigkeit von Mineralölimporten zu verringern, sondern auch der großen Bedeutung, die dem Prozeßwärme- und Raumheizungsbedarf innerhalb jeder industriellen Energiebilanz zukommt.

Für die Entwicklung eines betrieblichen Energiesparprogramms und seine Umsetzung in konkrete Maßnahmen empfiehlt es sich, eine Energiebilanz und ein Energieflußbild (Bild 6.1) mit möglichst differenzierter Aufteilung in die Hauptanwendungsbereiche Kraft, Licht, Prozeßwärme und Raumheizung zu erstellen, ggf. noch ergänzt durch ein Energiekostenflußbild.

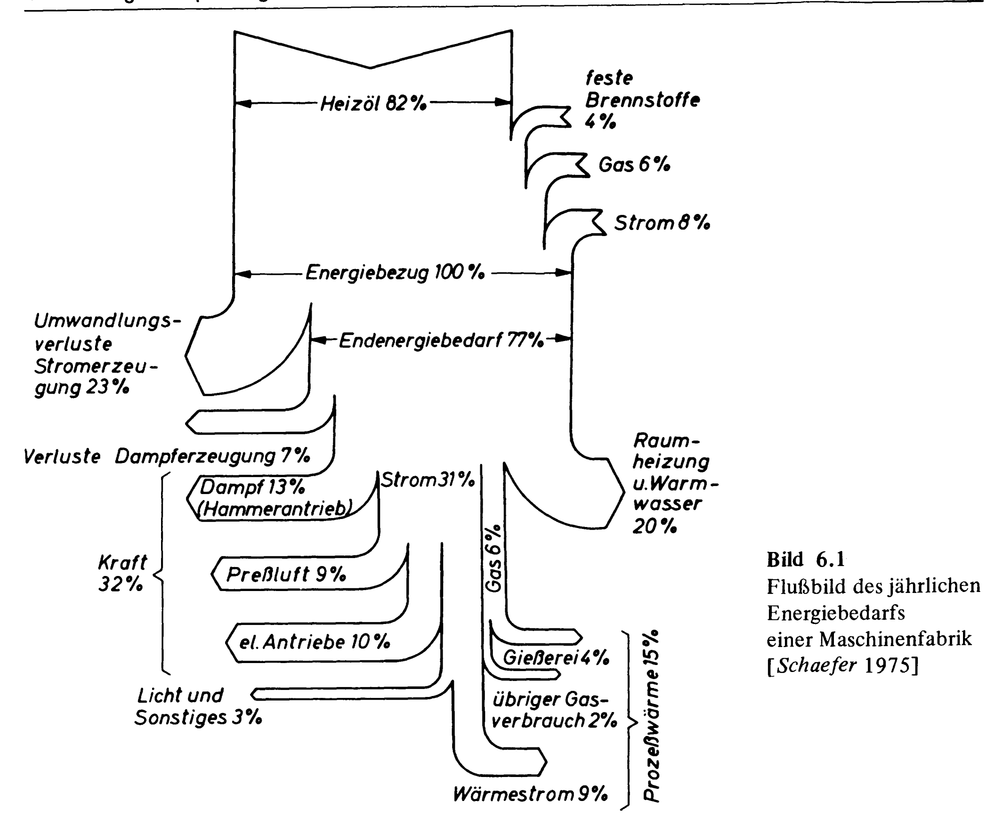


Bild 6.1
Flußbild des jährlichen Energiebedarfs einer Maschinenfabrik [*Schaefer* 1975]

6.4 Energieeinsparung bei industriellen Wärmeprozessen

Wie sich gezeigt hat, kommt den Möglichkeiten der Energieeinsparung bei wärmetechnischen Prozessen in der Industrie besonders große Bedeutung zu. Fachleute veranschlagen das hier noch vorhandene Energieeinsparungspotential auf rd. 10 % bis 15 %. Wendet man nun die in 6.2 geschilderten Grundsätze auf den Bereich der industriellen Wärmeprozesse an, lassen sich folgende Maßnahmen konkretisieren:

6.4.1 Durch die Anlagen bestimmte Maßnahmen

1. Beseitigung von Mängeln unsachgemäß eingestellter Anlagenteile und ungenügender Wartung, z.B. Vermeidung eines zu hohen Luftüberschusses bei brennstoffbeheizten Schmelzöfen.
2. Beseitigung konstruktiver Mängel, z.B. genauere Dosierung von warmem Spülwasser.
3. Verbesserung der Isolation, z.B. Verringerung der Oberflächenverluste durch bessere Anlagenisolation.
4. Senkung der Strahlungsverluste, z.B. Anstrich von Schmelzöfen mit Aluminiumbronze.

6.4.2 Durch den Betrieb bestimmte Maßnahmen

1. Änderung der Betriebsweise, z.B. Verringerung des Energieverbrauches und Erhöhung der Trockengeschwindigkeit durch Installation eines zusätzlichen Infrarotstrahlers.
2. Anpassung der Anlage an den Arbeitsprozeß, z.B. Verkleinerung eines widerstandsbeheizten Glühofens durch Einbau einer Zwischenwand.
3. Substitution von Verfahren, z.B. mechanische Trocknung durch Auspressen oder Schleudern statt thermischer Trocknung.

6.4.3 Wärmerückgewinnung durch Wärmetauscher

Durch *Abwärmenutzung* wird nicht nur betriebs- und volkswirtschaftlichen Notwendigkeiten entsprochen, sondern zunehmend auch der Forderung nach Begrenzung der Umweltbelastung. Deshalb sollten grundsätzlich immer, bevor man sich mit den technischen und wirtschaftlichen Einzelheiten einer Wärmerückgewinnung beschäftigt, zunächst alle anderen Maßnahmen der rationellen Energienutzung geprüft und ausgeschöpft werden, um so den Anfall von Fortwärme nach Möglichkeit überhaupt zu vermeiden oder doch wenigstens zu verringern (z.B. indem wärmetechnische Prozesse durch Kraftprozesse ersetzt werden).
Die Nutzbarkeit der Abwärme ist durch die Art des Abwärmeanfalls, die Menge, das Temperaturniveau und den Zeitgang von Abwärmeanfall und Wärmebedarf bestimmt. Abwärme mit hoher Temperatur kann durch *einfachen Wärmetausch* genutzt werden, etwa durch Anwendung von Rekuperatoren oder Regeneratoren (z.B. rotierende Wärmespeicher). Bei der rekuperativen Wärmerückgewinnung strömen Abgase, Luft oder flüssige Medien, meistens getrennt durch eine Zwischenwand, im Gleich-, Gegen- oder Kreuzstrom aneinander vorbei und tauschen dabei Wärme aus. Eine Sonderkonstruktion stellen die Radial-Rekuperatoren dar. Allgemein gilt, daß mit steigendem Temperaturniveau aufgrund des größeren Temperaturgefälles auch der Nutzungsgrad zunimmt [FfE 1976].

6.4.4 Abwärmenutzung durch Wärmepumpen

Da die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Wärmepumpen sehr stark von der Differenz zwischen Kondensations- und Verdampfungstemperatur abhängt, sind die Voraussetzungen um so günstiger, desto geringer der Temperaturunterschied zwischen Wärmequelle und benötigter Nutzwärmetemperatur ist. Dies kann durch folgende *Näherungsformel* verdeutlicht werden:

$$\epsilon \approx 0{,}5 \cdot \frac{T}{T - T_0}.$$

Hierin ist ϵ die Leistungszahl, T die obere und T_0 die untere Temperatur (in Kelvin), die das in der Wärmepumpe eingesetzte Arbeitsmittel erreicht. Der Vorfaktor 0,5 berück-

sichtigt das Abweichen der tatsächlichen Leistungszahl von der Leistungszahl nach dem idealen Carnot-Prozeß. Es ist zu beachten, daß durch das für die Wärmetauscher jeweils anzusetzende ΔT eine entsprechende Erhöhung der in die Rechnung einzusetzenden Temperaturdifferenz gegenüber der – entsprechend geringeren – Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und gewünschter Nutzwärmetemperatur eintritt. Wenn also z. B. als Wärmequelle Abwasser mit 293 K zur Verfügung steht und Brauchwasser mit 313 K benötigt wird, so muß bei Ansatz eines $\Delta T = 5$ K je Wärmetauscher $T_0 = 288$ K und $T = 318$ K angesetzt werden. Das ergibt dann nach obiger Näherungsformel ein $\epsilon \approx 5$, d. h. je kWh eingesetzter Energie kann etwa das Fünffache an Wärme gewonnen werden.

Gegen den Einsatz *elektrisch betriebener Wärmepumpen* wird häufig eingewendet, daß bei einem Wirkungsgrad von 0,33 bei der Energieerzeugung im Kraftwerk und einer effektiven Leistungszahl der Wärmepumpe $\epsilon \approx 3$ gerade soviel Wärme nutzbar gemacht wird, wie im Kraftwerk bei der Erzeugung der benötigten elektrischen Energie als Verlust in Form von Abwärme anfällt. Deshalb würde in diesem Falle keine Verringerung des Primärenergieeinsatzes eintreten. Dem ist jedoch entgegenzuhalten, daß elektrische Energie überwiegend aus Energieträgern hergestellt wird, die derzeit anderweitig kaum wirtschaftlich zu verwerten sind, wie Ballaststeinkohle, Braunkohle und Uran, aber auch Torf und Müll. Schließlich ist auch noch der erheblich bessere Wirkungsgrad der Erzeugung von elektrischer Energie in Wasser- und Heizkraftwerken zu erwähnen.

Einen geradezu *idealen Anwendungsfall* stellen Betriebe dar, in denen gleichzeitig Wärme und Kälte benötigt werden, z. B. in der Nahrungs- und Genußmittelindustrie. Wenn hier die Abwärme der Kältemaschinen direkt genutzt werden kann, entspricht dies dem Wärmepumpenprinzip. Ein weiteres Beispiel hierfür ist die Nutzung der bei der Kühlung von Kunsteislaufbahnen gewonnenen Abwärme für Raumheizung und Brauchwassererwärmung. In gleichem Sinne sollte auch die Möglichkeit der Nutzung der Abwärme bei der Drucklufterzeugung, z. B. bei luftgekühlten Kompressoren für Zwecke der Raumheizung, und der Kühlwasserabwärme von Elektroöfen, z. B. für die Brauchwassererwärmung, geprüft werden.

6.4.5 Kraft-Wärme-Kopplung

Unter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist die kombinierte, gleichzeitige Erzeugung von Kraft, z. B. für die Erzeugung elektrischer Energie und Prozeßwärme zu verstehen. Als typisches Beispiel ist die Nutzung der Abwärme von Kraftwerken für den Betrieb von Fernwärmenetzen zu erwähnen. Große Bekanntheit hat auch das Agrotherm-Projekt [*Müller, Stoy* 1978] erlangt, bei dem die Abwärme von Kraftwerken für die Produktion pflanzlicher Nahrungsmittel genutzt wird. Dabei gibt das Kühlwasser seine Wärme über ein System von Wärmetauscherrohren an das Erdreich ab und fördert dadurch das pflanzliche Wachstum. Mit ähnlicher Zielsetzung wurde das Limnotherm-Projekt entwickelt, bei dem die Abwärme von Kraftwerken zur Verbesserung und Steigerung der Fischproduktion genutzt wird.

Als die klassische Kraft-Wärme-Kopplung darf jedoch die industrielle Erzeugung elektrischer Energie bezeichnet werden. Hierbei handelt es sich meist um im Gegendruck betriebene Erzeugungsanlagen.
Durch die gleichzeitige Erzeugung von elektrischer Energie und Wärme werden in diesen Anlagen rd. 80 % der eingesetzten Primärenergie genutzt, also fast doppelt so viel wie in einem reinen Kondensationskraftwerk. Es steht somit außer Frage, daß die industrielle KWK zu einer erheblich verbesserten, sparsamen Brennstoffnutzung beiträgt.
Grundsätzliche *Voraussetzungen* für den Aufbau einer *Eigenerzeugungsanlage* erfüllen zunächst einmal alle Betriebe, in denen bestimmte Wärmeträger (Dampf, Heißwasser, Warmwasser, Thermalöl, Luft) eingesetzt werden. Eine befriedigende Rendite ist jedoch nur zu erwarten [*Weise* 1977], wenn z. B.

1. möglichst 2- oder 3-schichtig gearbeitet wird (hohe Benutzungsdauer);
2. der Wärmebedarf im Sommer und Winter nicht stärker schwankt als im Verhältnis 1 : 2 bis 1 : 3;
3. preisgünstige Brennstoffe zur Verfügung stehen (z. B. Holzreste),
4. das Problem der Reservehaltung befriedigend gelöst wird;
5. Bedarf an elektrischer Energie und Wärme tages- und jahreszeitlich weitgehend parallel verlaufen;
6. es sich beim Wärmebedarf in erster Linie um Prozeßwärme handelt, also möglichst nicht allein um Heizwärmebedarf;
7. die betrieblichen Nebenkosten, vor allem Lohnkosten, nicht wesentlich erhöht werden;
8. eine bestimmte Mindestleistung erreicht wird, da die spezifischen Anlagekosten mit kleiner werdender Anlagengröße relativ stark steigen.

In der Regel wird das planende Unternehmen seine Entscheidung jedoch davon abhängig machen, mit welchen Kostenvorteilen es auf die Dauer gegenüber dem Vollstrombezug rechnen kann, um so für die zu tätigende Anlageninvestition zu einer möglichst kurzen Amortisationsdauer zu gelangen [*Deparade* 1979].

6.5 Rationelle Nutzung elektrischer Energie in der Industrie

6.5.1 Energieeinsparung bei der Energieverteilung

Die niederspannungsseitige Übertragung hoher Leistungen über größere Entfernungen führt in der Regel zu beträchtlichen Spannungsabfällen und Leitungsverlusten. In diesen Fällen kann eine Versorgung mit Mittelspannung über eine Schwerpunkttransformatorenstation erheblich wirtschaftlicher sein, denn der Preisunterschied zwischen Nieder- und Mittelspannungskabeln ist meist gering, dafür sind aber die auf Mittelspannungsleitungen anfallenden Verluste bei den in Industrienetzen üblicherweise zu übertragenden Leistungen praktisch vernachlässigbar klein. Neben der zu übertragenden Leistung und der Leitungslänge sind in die Wirtschaftlichkeitsrechnung allerdings auch noch die Einschalt- bzw. Benutzungsdauer einzusetzen. Die Verluste und der Spannungsausgleich in Niederspannungsnetzen lassen sich durch Verbindung der Leitungen zu Ringnetzen verbessern.

6.5.2 Einsatz verlustarmer Transformatoren

Da Transformatoren im Bereich niedriger Teillasten schlechte Wirkungsgrade aufweisen, ist bei ihrer Dimensionierung auf den Ansatz eines möglichst realistischen Gleichzeitigkeitsgrades zu achten. Bei ständig eingeschalteten Umspannanlagen ist ferner der Einsatz von Transformatoren mit reduzierten Leerlaufverlusten wirtschaftlich, da sich der Mehrpreis durch die eingesparten Leerlaufverluste dann schon nach 5 bis 6 Jahren voll amortisiert und sich für den Rest der häufig 30 und mehr Jahre betragenden Betriebszeit beträchtliche Einsparungen ergeben. Bei Anlagen, die dauernd hoch belastet werden, kann sich außerdem auch der Einsatz von Transformatoren mit verringerten Kurzschlußverlusten lohnen. Grundsätzlich sollten die Transformatoren möglichst nahe am Verbrauchsschwerpunkt installiert werden, ggf. durch Aufteilung der insgesamt erforderlichen Transformatorenleistung auf mehrere Unter- bzw. Schwerpunktstationen.

6.5.3 Energieeinsparung bei Kraftprozessen

Der neben der Elektrowärme wichtigste industrielle Einsatzbereich für die elektrische Energie sind die Kraftprozesse. Sie werden zu rd. 95 % durch Drehstromkurzschlußläufer-Motore gedeckt. Ansätze für die Energieeinsparung sind hier daher vom Betriebsverhalten der Motore abzuleiten. Aus deren Betriebskennlinien ergibt sich, daß der Wirkungsgrad, bedingt durch den hohen Anteil konstanter Verluste, zu niedrigeren Belastungen hin rasch abnimmt und vor allem im Teillastbetrieb, bei weniger als 30 % der Nennleitung, besonders schlechte Werte erreicht. Wegen des nahezu konstanten Blindleistungsbedarfs nimmt auch der Leistungsfaktor $\cos\varphi$ zu niedrigeren Belastungen hin stark ab (Bild 6.2). Allerdings muß in die Beurteilung des Betriebsverhaltens auch die Charakteristik der angetriebenen Arbeitsmaschine einbezogen werden, Antrieb und Maschine sind insofern also als eine Einheit zu betrachten.

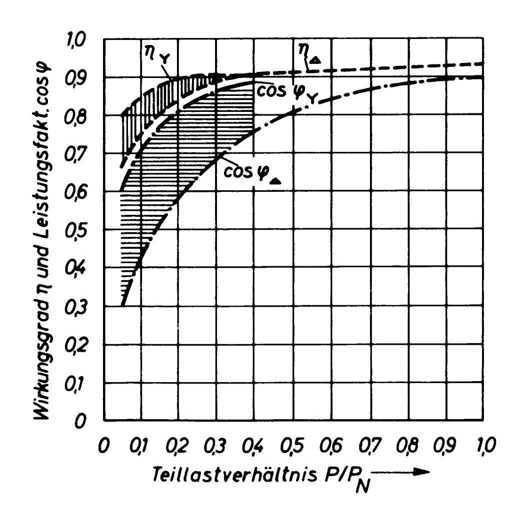


Bild 6.2
Prinzipieller Verlauf der Wirkungsgrade η und der Leistungsfaktoren $\cos\varphi$ bei in △ und in Y geschalteten Kurzschlußläufermotoren in Abhängigkeit vom Teillastverhältnis P/P_N [*Deparade* 1978/1, 2]

Im Hinblick auf die ungünstigen Werte des Wirkungsgrades und des Leistungsfaktors im Teillastbetrieb, vor allem aber im Leerlauf, bestehen die wichtigsten Maßnahmen der rationellen Energienutzung bei industriellen Kraftprozessen darin, unnötigen Teillastbetrieb und Leerlauf zu vermeiden. So ist z.B. die Möglichkeit einer Anpassung der Motorenleistung an die geforderte Antriebsleistung zu prüfen, etwa durch Austausch der Motore oder durch „elektrische Verkleinerung" des Motors mittels Umschaltung von Dreieck auf Stern bei Teillastbetrieb von weniger als 30 % der Nennleistung. Natürlich setzen diese Maßnahmen eine genaue Kenntnis des Energie- und Leistungsbedarfs voraus, besonders die Kenntnis der in den verschiedenen Betriebsabläufen jeweils benötigten Drehmomente. Bei nur zeitweilig höherem Leistungsbedarf ist u.U. auch ein automatisches Zurückschalten auf Dreieckbetrieb, etwa in Abhängigkeit von der Leistungsaufnahme oder der Drehzahl des Motors, möglich. Bei einem Teillastbetrieb von 30 % der Nennleistung sinkt die Verlustleistung durch Austausch oder Umschaltung des Motors immerhin um 35 %, während der Leistungsfaktor $\cos\varphi$ um 67 % steigt. Hierdurch sinkt natürlich auch die Stromaufnahme des Motors, womit sich wiederum die Verluste in den Zuleitungen und der Bedarf an Kondensatoren für die Blindstromkompensation (s. 6.5.5) verringern.

6.5.4 Geringes Einsparpotential bei Beleuchtung

Auf Beleuchtungszwecke entfallen nur rd. 2 % des industriellen Endenergiebedarfs. Trotzdem gibt es auch hier einige Ansatzmöglichkeiten für Energieeinsparung. Sie bestehen allerdings in erster Linie in einer sinnvolleren Beleuchtung, z.B. durch gezieltere Bemessung der Beleuchtungsstärke und durch den Einsatz der für den jeweiligen Zweck am besten geeigneten Lampenart. So sollten z.B. bei hoher Schalthäufigkeit Glühlampen bevorzugt werden, weil die Lebensdauer von Leuchtstofflampen in Abhängigkeit von der Schalthäufigkeit abnimmt. Das gleiche gilt für Räume, die nur selten und für kurze Dauer beleuchtet werden, da hier die Vorteile des geringeren Energieverbrauches von Leuchtstofflampen nicht zum Tragen kommen, wohl aber ihre höheren Investitionskosten sich negativ auswirken.

Bei Glühlampen werden 96 % und bei Leuchtstofflampen 83 % der zugeführten Energie in Wärme umgewandelt. Diese Abwärme sollte nach Möglichkeit, z.B. durch Einbeziehung in die Raumheizung, genutzt werden, zumal durch eine wirksame Abfuhr der Wärme nebenbei auch noch die Lebensdauer und die Lichtleistung der Lampen, die beide mit steigender Umgebungstemperatur abnehmen, verbessert werden. Eine weitere Maßnahme ist die Steuerung von Beleuchtungsanlagen mit Dämmerungsschaltern, z.B. in Werkhallen und Büros mit großen Fensterflächen. Sinnvoll ist es ferner, eine stufenweise Schaltbarkeit der Beleuchtungsanlagen vorzusehen, damit Werkhallen und Großraumbüros nicht voll beleuchtet werden müssen, wenn, z.B. im Anschluß an die normale Betriebszeit, an einzelnen Plätzen noch weiter gearbeitet wird.

6.5.5 Energieeinsparung durch Blindstromkompensation

Eine Entlastung des betrieblichen Verteilungsnetzes und der Transformatoren ist auch durch ausreichende Blindstromkompensation möglich. Im Prinzip sollte dabei stets so nahe wie möglich am Verbraucher kompensiert werden. In bezug auf die Wirtschaftlichkeit der Einzelkompensation ergeben sich jedoch sowohl von der Leistung (mindestens ca. 15 kW) als auch von der Benutzungsdauer her (mindestens etwa 1500 h/a) bestimmte Untergrenzen. Bei einer Vielzahl kleinerer, nicht ständig gleichzeitig eingeschalteter Verbraucher wird man deshalb zur geregelten Gruppenkompensation oder automatischen Zentralkompensation übergehen. Durch den Einbau von Kondensatoren zur Blindstromkompensation werden nicht nur die Übertragungsverluste und Spannungsabfälle verringert, sondern auch die Bezugskosten in Gestalt der von den meisten EVU bei ungenügendem Leistungsfaktor cos φ in Rechnung gestellten Blindstrom- und/oder Scheinleistungskosten.

6.5.6 Kosteneinsparung durch Leistungssteuerung

Nicht direkt zu den Energieeinsparungsmöglichkeiten zählen die Maßnahmen der Leistungssteuerung zur Verringerung des vom EVU in Rechnung gestellten Leistungsmaximums. Hier kann durch den Einsatz sog. Maximumwächter oder Höchstlastoptimierungsanlagen eine Senkung der Energiekosten erreicht werden, da die meisten Lieferungsverträge eine direkte Abrechnung der Leistung als Mittelwert aus den zwei oder drei höchsten Monatshöchstleistungen eines Abrechnungsjahres vorsehen. Von rd. 35 000 Meßperioden zu 15 Minuten in einem Jahr bestimmen somit weniger als 0,01 % die Höhe der Leistungskosten. Eine Analyse der betrieblichen Leistungsdauerlinien (s. 7.5) zeigt denn auch, daß die höchsten, an das EVU zu bezahlenden Leistungsspitzen meist nur während weniger Meßperioden auftreten [*Deparade* 1978/1,2] (Bild 6.3). Deshalb müssen Maßnahmen der Leistungssteuerung besonders auf diese Spitzenlastzeiten ausgerichtet werden. Einige EVU erleichtern ihren Kunden dies noch dadurch, daß sie ihnen während bestimmter Jahreszeiten (meist in den Wintermonaten) besondere sog. Starklastzeiten einräumen.
Innerhalb bestimmter Grenzen wird hierbei nur die innerhalb dieser Starklastzeiten gemessene Leistungsbeanspruchung in Rechnung gestellt, während die außerhalb dieser Zeiten gemessene Leistung entweder gar nicht oder nur mit einem ermäßigten Leistungspreis abgerechnet wird. Ausschlaggebend für den erfolgreichen Einsatz von Maximumüberwachungsanlagen ist die vorherige Auswahl der für vorübergehende

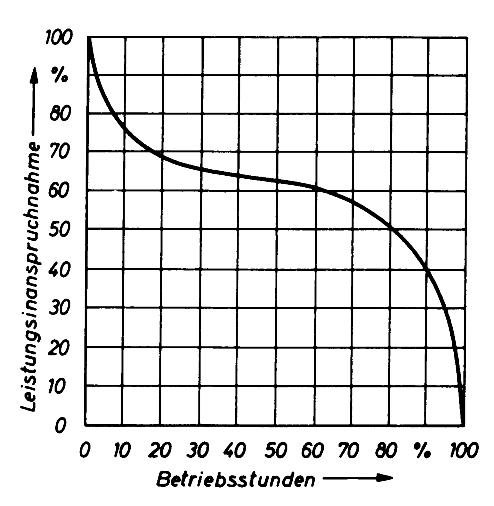


Bild 6.3 Schema einer Leistungsdauerlinie [*Deparade* 1978/1, 2]

Abschaltungen von kurzer Dauer geeigneten bzw. freigegebenen Verbraucher. Besonders geeignet sind hierbei alle „auf Vorrat“ arbeitenden Anlagen, also solche, die ein gewisses Pufferverhalten aufweisen, z. B. Elektroöfen, elektrisch beheizte Trockenschränke und Bäder, Pumpen, Kompressoren, Mühlen, Kühl- und Klimaanlagen.

6.6 Rationelle Energienutzung im Haushalt

Der Anteil der privaten Haushalte und sonstigen Kleinverbraucher am gesamten Endenergieeinsatz beträgt gegenwärtig (1979) 44 %. Ähnlich wie bei der Industrie liegen die Schwerpunkte des Energieverbrauches auch im Haushalt bei den Wärmeprozessen: Auf die Heizung entfallen 85 %, auf die Warmwasserbereitung 10 % und auf Haushaltsgeräte, Licht und Sonstiges 5 %. In dieser Reihenfolge lassen sich für die einzelnen Bereiche folgende Ansatzpunkte für Energieeinsparung ansprechen [BM Wi 1978, BSWV 1978].

6.6.1 Heizung

Eine Absenkung der Raumtemperatur um 1 °C bringt 6 % Heizkostenersparnis. Räume sollten daher nicht überheizt werden. Nachts empfiehlt sich eine Absenkung der Raumtemperatur, desgleichen tagsüber in nicht genutzten Räumen (Schlafzimmer z. B.). Die Erhaltung einer ausreichenden Luftfeuchtigkeit trägt zu erhöhter Behaglichkeit auch bei niedrigerer Raumtemperatur bei. Fugen an Fenstern und Türen sollten abgedichtet, Räume immer nur kurz und kräftig gelüftet werden. In den meist mit geringerer Außenwandstärke ausgeführten Heizkörpernischen lohnt sich die Anbringung einer zusätzlichen Wärmedämmung. Die größten Einsparungen können durch gute Gebäudeisolierung erzielt werden, also durch Isolierverglasung und ausreichende Wärmedämmung für Außenwände, Decken und Böden. Heizungsanlagen sollten nicht überdimensioniert, sondern dem tatsächlichen Wärmebedarf so gut wie möglich angepaßt sein. Heizungs- und Warmwasserrohre, die durch Keller- und Abstellräume führen, sind zu isolieren. Der Staat fördert viele dieser Maßnahmen durch Zuschüsse und Steuererleichterungen.

6.6.2 Warmwasserbereitung

Da höhere Temperaturen gleichbedeutend mit höheren Verlusten sind, sollte Wasser nie auf höhere Temperatur oder in größerer Menge als unbedingt nötig erwärmt werden. Z. B. liegt der Energieverbrauch für ein Duschbad von 6 Minuten Dauer bei nur rd. 1/3 dessen für ein Vollbad.

6.6.3 Haushaltsgeräte

Schon beim Kauf sollten die Verbrauchsdaten verglichen und Geräte mit niedrigerem Energieverbrauch bevorzugt werden. Neuerdings wird dies den Käufern durch eine beson-

dere, von der Industrie freiwillig eingeführte Kennzeichnung erleichtert. Waschmaschinen sollten ebenso wie Geschirrspüler stets voll beladen, d.h. ihre Kapazität möglichst voll ausgenutzt werden. Höhere Schleuderdrehzahlen bewirken eine bessere mechanische Vortrockung der Wäsche, womit bei der folgenden thermischen Trocknung Energie gespart wird. Das manuelle Vorspülen von Geschirr mit heißem Wasser ist Energieverschwendung. Bei neuen Geräten sollte möglichst oft das sog. „Sparprogramm" genutzt werden. Regelmäßiges Abtauen von Kühl- und Gefriergeräten führt ebenso zu geringerem Energieverbrauch wie die Vermeidung einer unnötig niedrigen Kühltemperatur (meist reichen + 7 °C).
Für Kochen, Braten und Backen ist die Wahl der richtigen Temperatur und die Ausnutzung der Restwärme wichtig. Ferner sollten nur Töpfe und Pfannen mit ebenen Böden und der Kochplatte angepaßtem Durchmesser verwendet werden. Auch hier ist die richtige Dosierung der benötigten Wassermenge wichtig. Unnötige Verluste beim Kochen werden ferner vermieden, wenn Töpfe stets gut zugedeckt werden. Einsatz von Dampfdruck-Kochtöpfen spart nicht nur Energie, sondern auch Zeit. Wo nur kleine Mengen warmen oder heißen Wassers benötigt werden, ist der Einsatz von Tauchsiedern oder Schnellkochern sinnvoll.

6.6.4 Beleuchtung

Hier kommt es vor allem auf die richtige Wahl und die sinnvolle Anordnung der Beleuchtung entsprechend den jeweils zu erfüllenden Anforderungen an.

6.6.5 Verbrauchskontrolle

Für Erfolgskontrolle wichtig und außerdem psychologisch hilfreich ist die regelmäßige, z.B. monatliche Aufzeichnung des Energieverbrauchs.

6.6.6 Nutzung regenerativer Energiequellen

Die „neuen" Energietechnologien zielen auf eine Nutzung der in der Luft, dem Erdreich oder dem Grundwasser gespeicherten Sonnenenergie für die Raumheizung oder Brauchwassererwärmung – und zwar direkt über Solarkollektoren und indirekt über Wärmepumpen. Für die Raumheizung setzt ihr Einsatz in der Regel jedoch das Vorhandensein eines Niedertemperaturheizsystems (z.B. Fußbodenheizung) voraus. Wegen des in den Sommermonaten schlechten Wirkungsgrades einer mit der Zentralheizung verbundenen Brauchwassererwärmung kann hier der Einsatz der neuen Techniken wirtschaftlich besonders interessant sein; zumal dann, wenn man dadurch mit einer kleiner dimensionierten Anlage auskommt. Im übrigen wird auch der Einsatz dieser neuen Technologien mit Investitionsbeihilfen und Steuererleichterungen vom Staat unterstützt.

7 Belastungsdiagramme

7.1 Bedeutung der Belastungsdiagramme

Das Führen eines Verbundbetriebes setzt eine einheitliche Lenkung voraus, die in den Händen des *Lastverteilers* liegt. Für die EVU besteht die Forderung, die Energieerzeugung und -verteilung möglichst sicher und gleichzeitig möglichst wirtschaftlich durchzuführen. Dies setzt aber eine genaue Kenntnis des Energiebedarfes und dessen örtlicher Verteilung im Netz sowie der Leistung der in das Netz einspeisenden Kraftwerke voraus.

Der Verlauf der voraussichtlichen Belastung wird vom Lastverteiler geschätzt; grob bereits auf Wochen und Monate voraus, endgültig auf einen Tag voraus für die Weisungen an die Kraftwerks- und Netzwarten. Es sind hierdurch während des laufenden Betriebes lediglich noch Korrekturen aufgrund vorher nicht übersehbarer Abweichungen erforderlich. Damit braucht nur eine geringe Maschinen- und Netzreserve bereitgehalten zu werden, so daß außer der Betriebssicherheit eine optimale Wirtschaftlichkeit gewährleistet ist.

Die richtige *Lastprognose* ist daher eine wichtige Aufgabe des Lastverteilers. Zur Prognose dienen die Belastungsdiagramme, die durch schreibende Meßinstrumente aufgezeichnet werden. Diese Belastungsdiagramme werden durch den Verbraucher bestimmt und stellen die Summe aller Leistungsanforderungen in Abhängigkeit von der Zeit dar.

Zur Erstellung der Lastprognose werden in der Regel die Belastungsdiagramme des Vortages herangezogen, bei Wochenenden das vorherige Wochenende und in Sonderfällen – z. B. bei Feiertagen und Ferienzeiten – die entsprechenden Tage des Vorjahres.

Im letzten Fall muß die jährliche Laststeigerung bei der Prognose berücksichtigt werden. Einen großen Einfluß hat das Wetter aufgrund von Temperatur und Helligkeit auf den Verbrauch elektrischer Energie. Auch diese Faktoren müssen in die Prognose mit einbezogen werden.

Aufgrund dieser vielfältigen, nicht immer sicher verfügbaren Randbedingungen erbringt der Einsatz von Rechnern auf dem Gebiet der Lastprognose noch keine eindeutigen Vorteile gegenüber den herkömmlichen grafischen Methoden.

Die *Weisungen des Lastverteilers* an die Kraftwerke erfolgen in der Regel so, daß den Kraftwerkswarten bereits am Vortage der jeweiligen 24 Stunden-Fahrplan, wie er vom Lastverteiler aufgestellt wurde, für die Energieerzeugung in Tabellenform übermittelt wird. Für die Wochenenden werden im allgemeinen 48 Stunden-Fahrpläne am Freitag durchgegeben. Nur für Wasserkraftanlagen, deren Einsatz maßgeblich durch den Wasserhaushalt bestimmt wird, werden die Fahrpläne in der Regel langfristig festgelegt.

Die Fahrpläne für den Maschineneinsatz beziehen sich in der Regel auf die Wirklast. Blindlast-Fahrpläne brauchen täglich nicht neu festgelegt zu werden. Die Blindleistungserzeugung richtet sich weitgehend nach den Erfordernissen der Spannungshaltung im Netz.

Zur Aufstellung der Fahrpläne stehen dem Lastverteiler Rechenprogramme für einen wirtschaftlichen Kraftwerkseinsatz zur Verfügung.

7.2 Charakteristische Belastungsdiagramme

Zur Lösung bestimmter energiewirtschaftlicher Probleme ist die Ermittlung und Kenntnis von mittleren oder charakteristischen Belastungsdiagrammen von Bedeutung. Die Erfahrung hat gezeigt, daß in gewissen Zeitabschnitten die Belastungsdiagramme ähnliche Verläufe aufweisen, so daß man für diese Zeitabschnitte charakteristische Diagramme ermitteln kann.
Die Belastungsverhältnisse einer Woche lassen sich durch drei repräsentative Diagramme darstellen: das Werktags-, das Sonnabends- und das Sonntagsbelastungsdiagramm. Dehnt man dieses Verfahren auf die Jahreszeiten aus und faßt dabei die sehr ähnlichen Belastungsverhältnisse von Frühling und Herbst zusammen, so kann man die Belastungsverhältnisse eines Jahres durch 9 Diagramme charakterisieren.
Die Ermittlung dieser charakteristischen Diagramme kann zeichnerisch oder durch Berechnung erfolgen. Man zeichnet z. B. die Belastungsverläufe der Werktage in den Sommermonaten in ein Diagramm und zeichnet in diese Kurvenschar eine mittlere Kurve. Durch Berücksichtigung der Maximal- und Minimalwerte erhält man das charakteristische Werktags-Belastungsdiagramm des Sommers.

7.2.1 Beispiele charakteristischer Belastungsdiagramme

In den folgenden Abbildungen sind drei charakteristische Tagesbelastungsdiagramme einer Spätherbstwoche für den Bereich eines überregionalen Stromversorgungsunternehmens dargestellt.
Bild 7.1 zeigt das *Werktagsbelastungsdiagramm* in einem Versorgungsgebiet mit gemischter Verbraucherstruktur. Es ist gekennzeichnet durch die Hauptbelastung während der Arbeitsstunden von Industrie und Gewerbe mit dem Lasteinbruch in der Frühstückspause und einem Abfall der Belastung in den frühen Nachmittagsstunden. Nach dem Einsetzen der Dunkelheit tritt durch Einschalten der Beleuchtung eine Lichtspitze auf. Durch den Einsatz elektrischer Speicherheizungen ergibt sich eine verhältnismäßig hohe Belastung in den Nachtstunden von 22.00 Uhr bis 6.00 Uhr. Letzteres gilt natürlich nicht nur an Werktagen.
Bild 7.2 zeigt das *Sonnabendbelastungsdiagramm* in einem Versorgungsgebiet mit gemischter Verbraucherstruktur. Diese Kurve ist in ihrem Tagesverlauf aufgrund des in den meisten Betrieben arbeitsfreien Sonnabends durch die abgeschwächte Industrie- und Gewerbebelastung gekennzeichnet. In den Abendstunden tritt eine ausgeprägte Lichtspitze auf.
Bild 7.3 zeigt das *Sonntagsbelastungsdiagramm* in einem Versorgungsgebiet mit gemischter Verbraucherstruktur. Der Verlauf wird stark durch den Verbrauch der privaten Haushalte bestimmt und zeichnet sich durch eine starke Kochspitze vor Mittag aus.

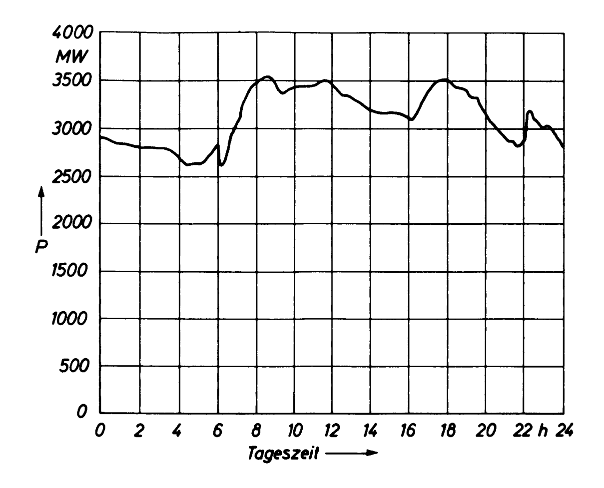


Bild 7.1
Werktagsbelastungsdiagramm im Spätherbst (*Preußenelektra*, Mittwoch 29.11.1978)

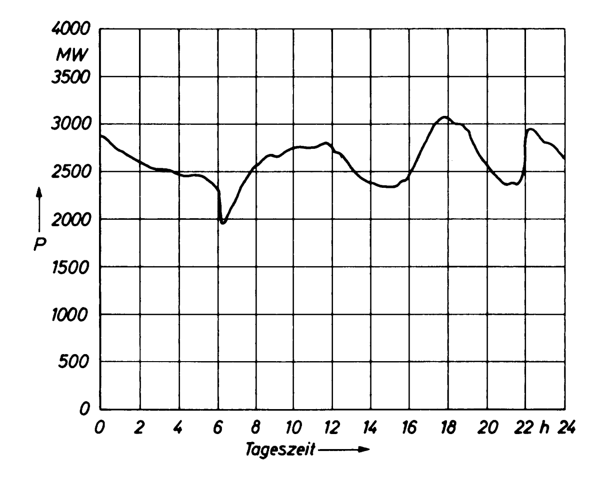


Bild 7.2
Sonnabendsbelastungsdiagramm im Spätherbst (*Preußenelektra*, Sonnabend 2.12.1978)

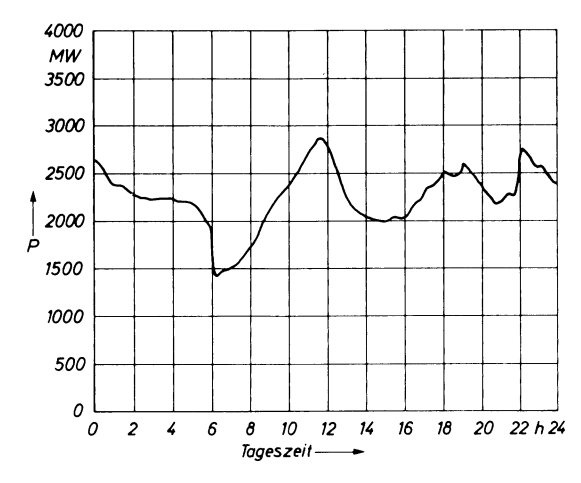


Bild 7.3
Sonntagsbelastungsdiagramm im Spätherbst (*Preußenelektra*, Sonntag 3.12.1978)

7.3 Belastungsgebirge und Leistungstopographie

7.3.1 Belastungsgebirge

Das Belastungsgebirge ist eine Darstellung der Belastung über einen längeren Zeitraum, z. B. über 1 Jahr. Der Wert einer solchen Darstellung liegt nur in ihrer Anschaulichkeit. Für irgendwelche Berechnungen ist das Belastungsgebirge zu unhandlich und ungenau.

7.3.2 Leistungstopographie

Projiziert man das Tagesbelastungsdiagramm (d. h. Punkte dieser Kurve, die durch waagerechte Schnittlinien im Abstand s entstanden sind) in die Tageszeitachse, so erhält man eine Reihe von Punkten (Bild 7.4). Man setzt dieses Verfahren für die Tage eines bestimmten Zeitabschnittes fort, trägt die Tage in ihrer zeitlichen Reihenfolge auf und verbindet die Punkte gleicher Leistung durch einen Linienzug. Der Abstand der so erhaltenen Leistungslinien ist ein Maß für die Steilheit des Leistungsanstiegs oder -abfalles [*Wolf* 1959].

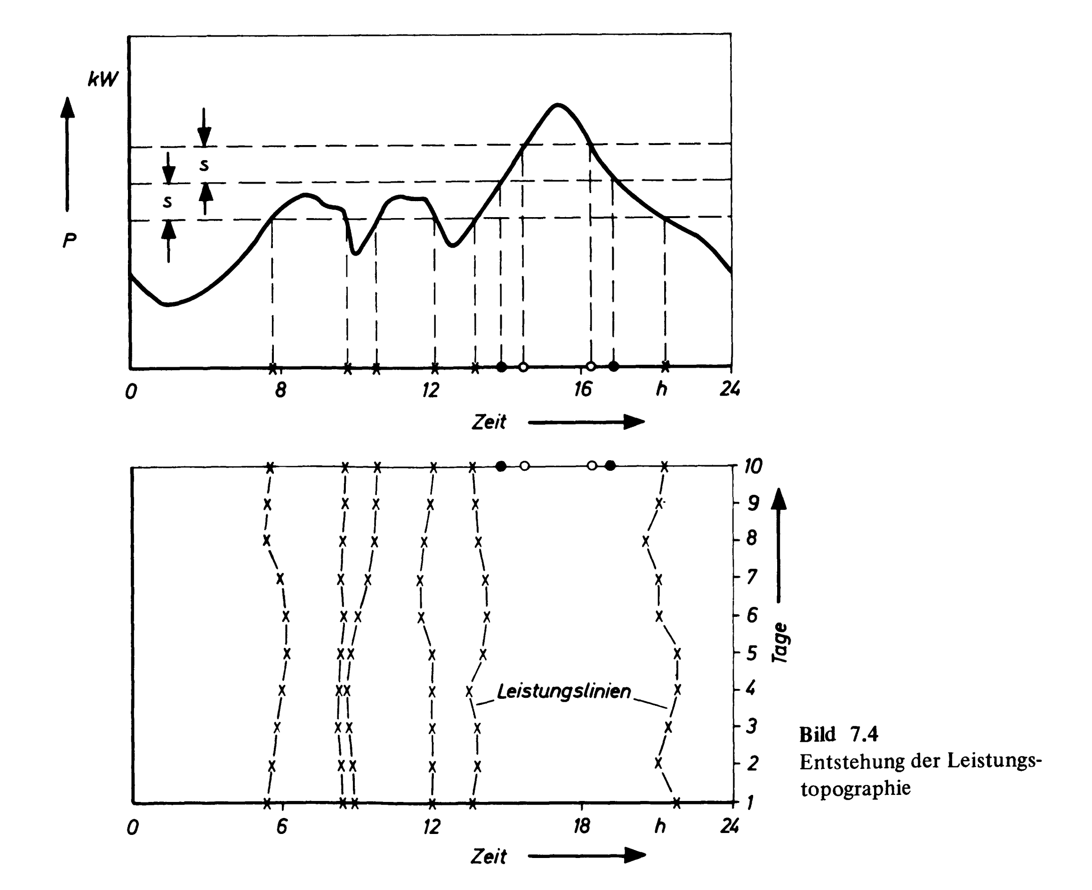


Bild 7.4
Entstehung der Leistungstopographie

7.4 Kennzeichnende Größen der Belastungsdiagramme

7.4.1 Verbraucher-Belastungsdiagramm

Für die Kostenrechnung der EVU ist es erforderlich, die Belastungsdiagramme mit mathematischen Mitteln zu erfassen und geeignete *Parameter* zu bestimmen. Zur Charakterisierung der Belastungsverhältnisse haben sich die in Bild 7.5 eingetragenen Größen herausgestellt (nach Empfehlung des VDEW)[1]):

Verbrauchte Arbeit	A	in	kWh, kVAh
Höchste in Anspruch genommene Leistung	P_{max}	in	kW, kVA
Mittlere Leistung	P_{mittel}	in	kW, kVA
Kleinste Leistung	P_{min}	in	kW, kVA
Dargestellter Zeitraum	T_0	in	Stunden.

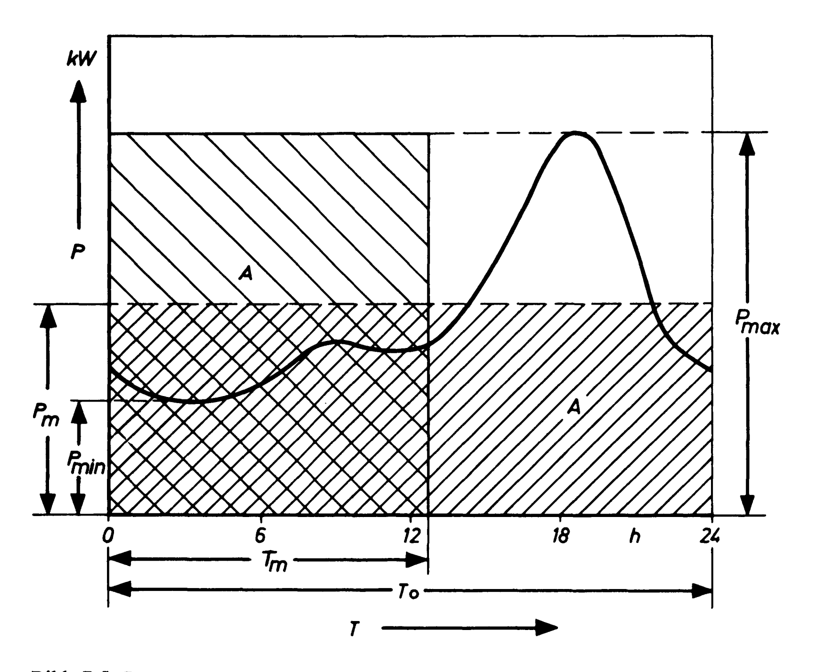


Bild 7.5 Tagesbelastungsdiagramm der Verbraucher

1) Die Zeit wird im folgenden mit T bezeichnet, da t in 7.5 für die auf T_0 bezogene Zeit verwendet wird.

Außer diesen direkt aus dem Diagramm zu entnehmenden Werten definiert man noch folgende Ausdrücke:

Benutzungsdauer T_m

$$T_m = \frac{\text{verbrauchte Arbeit}}{\text{Leistungsspitze}}$$

$$T_m = \frac{A}{P_{max}}$$

Geometrisch heißt dies, daß man die Fläche unter dem Belastungsdiagramm in ein flächengleiches Rechtecht der Höhe P_{max} und der Seite T_m umwandelt.

Belastungsgrad m

Würde die Leistungsspitze P_{max} während der gesamten Zeit T_0 in Anspruch genommen werden, so erreichte man die größtmögliche Arbeit

$$A_{max} = P_{max} \cdot T_0 .$$

Der Belastungsgrad ist nun das Verhältnis der tatsächlichen zur maximalen Arbeit

$$m = \frac{A}{A_{max}} = \frac{A}{P_{max} \cdot T_0}$$

Mit der Benutzungsdauer T_m können wir schreiben:

$$m = \frac{T_m}{T_0} .$$

Schließlich sei noch der *Ungleichförmigkeitsgrad* m_0 erwähnt:

$$m_0 = \frac{P_{min}}{P_{max}} .$$

7.4.2 Erzeuger-Belastungsdiagramm

Die für die Versorgung der Verbraucher wichtigsten Größen sind hier die *installierte Leistung*, die die Summe aller im Kraftwerk vorhandenen Generatorleistungen angibt, sowie die *Engpaßleistung* P_E, die durch den leistungsschwächsten Anlageteil bestimmt ist, und die *verfügbare Leistung* P_v. Sie resultiert aus der Engpaßleistung abzüglich der in Reparatur und Überholung befindlichen Aggregate. In Bild 7.6 sind die weiteren benutzten Ausdrücke eingezeichnet.

Ausnutzungsdauer T_n

$$T_n = \frac{A}{P_E} .$$

Arbeitsausnutzung n

$$n = \frac{A}{P_E \cdot T_0} .$$

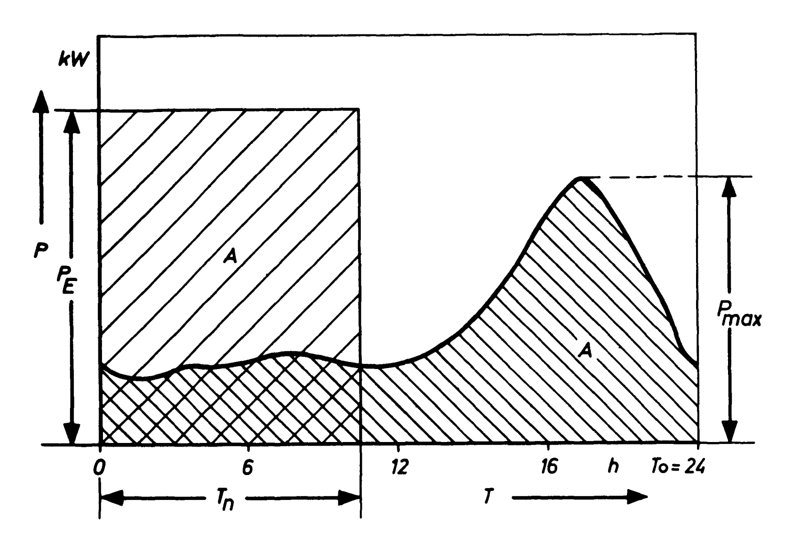


Bild 7.6 Tagesbelastungsdiagramm der Erzeuger

Mit der Ausnutzungsdauer T_n ergibt sich

$$n = \frac{T_n}{T_0}.$$

Um seitens des Erzeugers eine sichere Deckung des Leistungsbedarfes zu gewährleisten, muß an installierter Leistung vorhanden sein:

  Leistungsspitze der Verbraucher
+ Verluste auf den Leitungen
+ Sicherheit (Ausfall von Kesseln, Maschinen, Überholungen oder Reparaturen)
+ Zusatzreserve.

Als Maß für die Reserve ist der Reservefaktor r gebräuchlich.

Vorgesehener Reservefaktor

$$r_v = \frac{P_E}{P_{max}}.$$

Mit den Definitionen für den Belastungsgrad und die Arbeitsausnutzung erhält man den Reservefaktor

$$r_v = \frac{m}{n}.$$

Der *tatsächlich vorhandene Reservefaktor* ist durch die verfügbare Leistung bestimmt:

$$r_t = \frac{P_v}{P_{max}}.$$

7.4.3 Entwicklung der Belastungsdiagramme

Es liegt im Bestreben des Versorgungsunternehmens, aus wirtschaftlichen Gründen die vorhandenen Kraftwerke mit einer möglichst *hohen Ausnutzungsdauer* einzusetzen. Durch eine hohe Ausnutzung der Anlagen ergeben sich günstige Energiegestehungskosten (s. 8.). Benutzer von elektrischen Speicherheizungen tragen durch Aufheizung ihrer Geräte zu nächtlichen Schwachlastzeiten mit zu einer besseren Ausnutzung der Kraftwerke bei und können daher den Strom zu günstigeren Tarifen beziehen.
Bild 7.7 zeigt die *Entwicklung der jährlichen Benutzungsdauer* ab 1950 für ein überregionales Energieversorgungsunternehmen. Die Benutzungsdauer ist zu Beginn des Betrachtungszeitraumes nahezu konstant, steigt dann Anfang der 60er Jahre mit der Einführung der Nachtspeicherheizung ständig an und liegt heute im Bereich von 5 800 Stunden.
In Bild 7.8 sind zwei Werktagsbelastungsdiagramme aus dem Spätherbst 1965 bzw. 1978 dargestellt, die anschaulich die Erhöhung der Benutzungsdauer zeigen.
Eine andere Möglichkeit, die Ausnutzung der Wärmekraftwerke zu verbessern, besteht auf der Erzeugerseite durch den in 4.3.5 beschriebenen Einsatz von Pumpspeicherwerken, die in Schwachlastzeiten im Pumpbetrieb arbeiten und in Zeiten starker Belastung hochwertige Spitzenenergie erzeugen können.

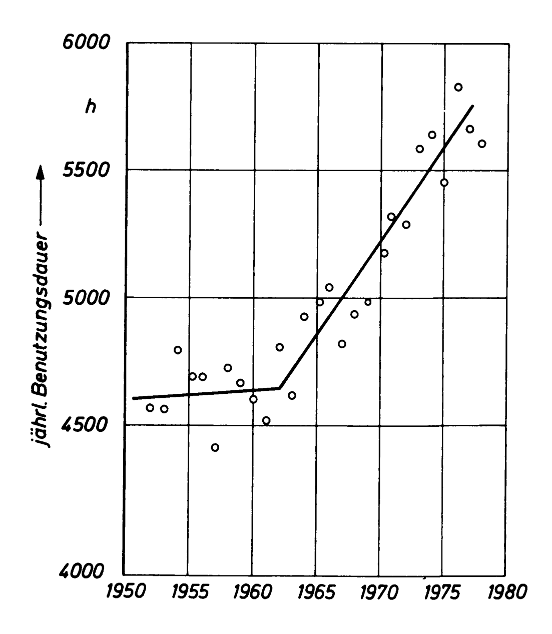


Bild 7.7
Entwicklung der jährlichen Benutzungsdauer für ein überregionales EVU (*Preußenelektra*)

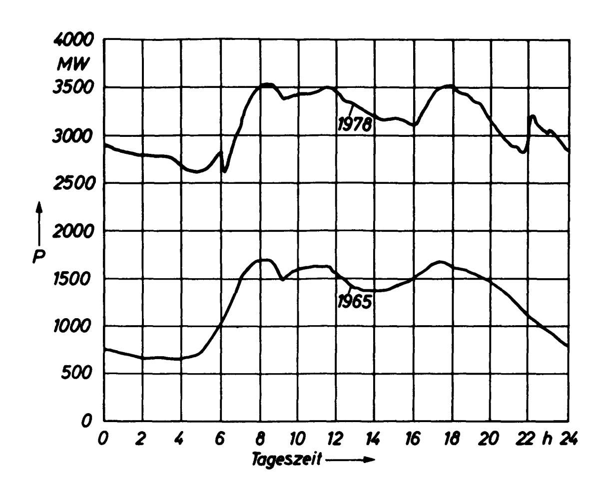


Bild 7.8
Zur Erhöhung der Benutzungsdauer: Werktagsbelastungsdiagramme aus dem Spätherbst 1965 und 1978 (*Preußenelektra*, Dienstag 7.12.1965 und Mittwoch 29.11.1978)

7.4.4 Beispiele

Belastungsgrad

Seine Werte liegen in den Grenzen zwischen

$$0 < m < 1.$$

Richtwerte sind für

Lichtabnehmer	m = 0,1 ... 0,2
Chemische Industrie	m = 0,6 ... 0,7.

Für eine Großstadt mit Industrie- und Haushaltsbelastung lassen sich folgende Zahlen als Näherung angeben:

Straßenbahn	0,41
Großlichtabnehmer	0,21
Straßenbeleuchtung	0,41
Gewerbliche Lichtabnehmer	0,10
Haushalte	0,16
Industrie	0,47.

Reservefaktor

Die verfügbare Leistung eines Kraftwerkes soll 400 MW in Blöcken von 2 × 150 und 2 × 50 MW sein. Die Leistungsspitze soll 350 MW betragen. Daraus resultiert ein Reservefaktor von

$$r_t = \frac{400}{350} = 1,14.$$

7.5 Die Leistungsdauerlinie

Diese Kurve entsteht aus dem tatsächlichen Belastungsdiagramm in der Weise, daß die Belastungskurve in waagerechte Schnitte zerlegt wird, und man die von ihr abgeteilten Strecken bis an die Ordinate verschiebt. Bild 7.9 zeigt dies an einem einfachen Beispiel für ein Tagesbelastungsdiagramm. Dieselbe Kurve läßt sich auch zeichnen, wenn die Fläche unter der Belastungskurve in Streifen der Größe P · dT aufgeteilt wird und diese dann nicht in der zeitlichen Reihenfolge, sondern nach der Höhe ihrer Leistung geordnet werden. Daher wird auch der Name *geordnetes Belastungsdiagramm* verwendet.
Bei der entstandenen Linie decken sich Leistungsspitze, minimale Leistung und Arbeit mit dem tatsächlichen Diagramm. Ein weiteres wichtiges Merkmal ist die Übereinstimmung in der Dauer der einzelnen Leistungen.
Überall, wo es auf diese Größen ankommt, kann man die Dauerlinie als Ersatz verwenden. Ein anderer Vorteil liegt darin, daß sich dieses Verfahren auch auf längere Zeiträume ausdehnen läßt.
So ermittelt man z. B. für die Aufstellung einer Jahresdauerlinie die Dauer der einzelnen Leistungen, die an den betreffenden Tagen erreicht wurden. Die leistungsgleichen Stunden aller Tage des Jahres werden addiert und in ein entsprechendes Koordinatensystem eingetragen. Man kann diese Rechnung ohne großen Verlust an Genauigkeit durch die Verwendung der charakteristischen Tage beträchtlich abkürzen. Nach einer Untersuchung von [*Schneider, Schnaus* 1936] ergibt sich aus dieser Vereinfachung ein Fehler im Arbeitsinhalt der Dauerlinie von etwa 1 % bis 3 %.

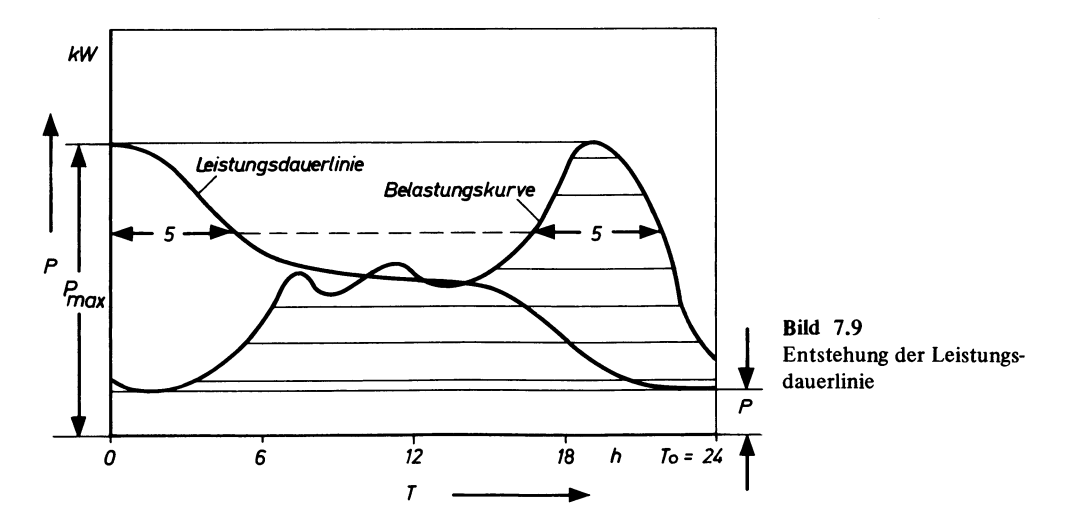


Bild 7.9
Entstehung der Leistungsdauerlinie

7.5.1 Rechnerische Bestimmung der Leistungsdauerlinie

Für die rechnerische Bestimmung geht man der Einfachheit halber von der normierten Leistungsdauerlinie aus. Sie unterscheidet sich von der ursprünglichen Dauerlinie lediglich

dadurch, daß man die Zeit- und Leistungsmaßstäbe auf T_0 bzw. P_{max} bezieht. Die Normierung lautet im einzelnen:

$$p = \frac{P}{P_{max}},$$

$$t = \frac{T}{T_0}.$$

Theoretisch sind zu einem bestimmten Belastungsgrad m unendlich viele verschiedene Kurven möglich. Die Betrachtung von Dauerlinien zeigt aber, daß sie für einen bestimmten Belastungsgrad fast immer die gleiche Form haben. Deshalb wurde auch versucht, für die Dauerlinien einen mathematischen Ausdruck zu suchen, in dem der Belastungsgrad als Veränderliche auftritt.

[*Sochinsky* 1918] setzt dafür eine Exponentialfunktion der allgemeinen Form

$$p_t = k + b \cdot t^{\lambda} \tag{7.1}$$

an, wobei p_t die normierte Leistung während der auf T_0 bezogenen Zeit T bedeutet, und λ eine Funktion von m ist.

a) Durch Randbedingungen lassen sich die Konstanten k und b bestimmen:

1. Randbedingung: Für t = 0 ist

$$\begin{aligned} p_{t=0} &= k + b \cdot 0^{\lambda} \\ &= k; \end{aligned}$$

außerdem ist laut Normierung

$$p_{t=0} = 1.$$

Daraus folgt:

$$k = 1.$$

2. Randbedingung: Für t = 1 ist

$$p_{t=1} = k + b.$$

Es gilt außerdem:

$$\begin{aligned} p_{t=1} &= \frac{P_{min}}{P_{max}} \\ &= m_0 \quad \text{Ungleichförmigkeitsgrad.} \end{aligned}$$

Damit ergibt sich:

$$\begin{aligned} m_0 &= k + b \\ &= 1 + b \\ b &= m_0 - 1. \end{aligned}$$

b) Bestimmung von λ:

Der Arbeitsinhalt ist gleich der Fläche unter der Belastungskurve und auch unter der Leistungsdauerlinie:

$$A = \int_0^{T_0} P\,dT.$$

Für die normierte Linie lautet die Formel dann

$$a = \int_0^1 p_t\,dt.$$

Mit $p_t = k + b \cdot t^\lambda$ ergibt sich der normierte Arbeitsinhalt zu

$$a = \int_0^1 (k + b \cdot t^\lambda)\,dt.$$

Dieser ist, wie aus der Definition hervorgeht, gleich dem Belastungsgrad m. Also folgt:

$$m = \int_0^1 (k + b \cdot t^\lambda)\,dt$$

$$= \left| k \cdot t + \frac{b \cdot t^{\lambda+1}}{\lambda + 1} \right|_0^1$$

$$= k + \frac{b}{\lambda + 1}.$$

Hieraus läßt sich nun λ berechnen:

$$\frac{b}{\lambda + 1} = m - k$$

$$\frac{\lambda + 1}{b} = \frac{1}{m - k}$$

$$\lambda = \frac{b - m + k}{m - k}.$$

Mit $k = 1$ und $b = m_0 - 1$ folgt:

$$\lambda = \frac{m_0 - m}{m - 1}.$$

Damit erhält die Exponentialfunktion die Gestalt:

$$p_t = 1 + (m_0 - 1) \cdot t^{\frac{m_0 - m}{m - 1}}. \qquad (7.2)$$

Mit Hilfe dieser Formel läßt sich das geordnete Belastungsdiagramm rechnerisch bestimmen, wenn m, P_{max} und P_{min} bekannt sind.
[*Schneider, Schnaus* 1936] vergleichen für eine Großstadt die so berechnete Kurve mit der aus dem Belastungsdiagramm graphisch ermittelten Jahresdauerlinie. Es wird festgestellt, daß die Abweichungen zwischen der graphisch ermittelten und der berechneten Dauerlinie sehr gering und unregelmäßig sind. Eine Korrektur der Formel ist nicht lohnend und zu kompliziert.

7.5.2 Beispiel

Hier wird die Berechnung der *Leitungsverlustarbeit* mit Hilfe der Exponentialfunktion von [*Sochinsky* 1918] durchgeführt. Bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung für eine Freileitung (wirtschaftliche Spannung und Querschnitt) müssen die beweglichen Kosten ermittelt werden. Dabei spielt die Leitungsverlustarbeit A zur Berechnung der Leitungsverlustkosten eine entscheidende Rolle.
Für eine Drehstromleitung berechnet sich die Verlust-Arbeit nach der Beziehung:

$$A = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot T_0.$$

Da sich der Strom entsprechend den Belastungsschwankungen dauernd in seiner Größe ändert, muß man die Integralbeziehung ansetzen:

$$A = 3 \cdot R \int_0^{T_0} i^2 \cdot dT. \qquad (7.3)$$

In diesem Beispiel sollen nur die vom Wirkstrom verursachten Verluste berechnet werden, so daß wir, ausgehend von einer Wirkbelastungskurve, das Integral $\int i^2\, dT$ aus der Fläche unter dieser Kurve ermitteln können. Die Gleichung (7.3) läßt sich zu diesem Zweck leicht umformen.

Aus $P = u \cdot i \cdot \sqrt{3}$ folgt $i = \frac{P}{u\sqrt{3}}$.

Dieses eingesetzt ergibt unter der Annahme einer konstanten Spannung u = U:

$$A = \frac{3 \cdot R}{U^2 \cdot 3} \int_0^{T_0} P^2 \cdot dT,$$

$$A = \frac{R}{U^2} \int_0^{T_0} P^2 \cdot dT.$$

oder normiert

$$A = \frac{R}{U^2} P^2{}_{max} T_0 \int_0^1 p^2 \, dt.$$

Nach Einsetzen der Gleichung (7.2) erhält man durch Integration die Lösung:

$$A = \frac{R}{U^2} P^2{}_{max} T_0 \frac{2 \cdot m \cdot m_0 - 2 \cdot m^2 + m \cdot m_0^2 - m_0^2}{2 \cdot m_0 - m - 1}$$

In diese Formel brauchen jetzt nur noch die gegebenen Werte für R, U, P_{max}, T_0, P_{min} und der Belastungsfaktor eingesetzt zu werden.

7.6 Ausgleich der verschiedenartigen Lastverläufe

Die Summe der einzelnen Lastverläufe verschiedener Verbraucher ergibt das Gesamtbelastungsdiagramm. Die Last eines einzelnen Abnehmers erstreckt sich in der Regel nicht über die ganze mögliche Verbrauchszeit; z. B. Lichtbelastung in den Morgen- und Abendstunden, Industriebelastung während der Arbeitszeit (Bild 7.10).
Es tritt also ein Ausgleich der Belastungsdiagramme einzelner Verbraucher untereinander auf.

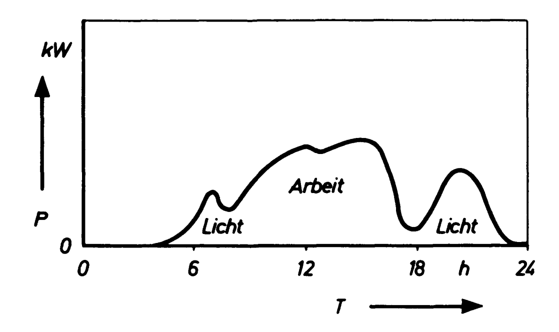


Bild 7.10
Ausgleich verschiedener Belastungsverläufe (schematisch)

7.6.1 Gleichzeitigkeitsgrad, Verschiedenheitsgrad

Die zeitliche Verschiebung der Lasten aller Abnehmer beschreibt der Gleichzeitigkeitsgrad. So werden zum Beispiel entsprechend den Lebensgewohnheiten die Geräte in den Haushaltungen zu verschiedenen Zeiten ein- und wieder ausgeschaltet. Bild 7.11 zeigt als Beispiel fünf Verbraucher in den beiden Extremfällen, daß einmal alle Geräte zu gleicher Zeit arbeiten, und daß zum anderen jeder einzelne zu völlig unterschiedlicher Zeit seine Geräte benutzt. Der *Gleichzeitigkeitsgrad* g ist das Verhältnis von der aus der Überlage-

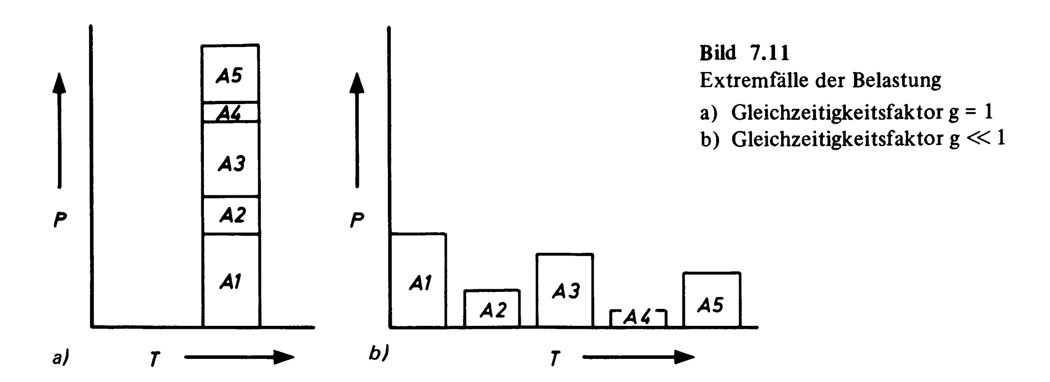


Bild 7.11
Extremfälle der Belastung
a) Gleichzeitigkeitsfaktor $g = 1$
b) Gleichzeitigkeitsfaktor $g \ll 1$

rung aller Belastungsdiagramme resultierenden Lastspitze $P_{max\,res}$ zu der Summe der einzelnen Lastspitzen $P_{max\,i}$:

$$g = \frac{P_{max\,res}}{\sum\limits_i P_{max\,i}}.$$

Sein Wert kann definitionsgemäß zwischen null und eins liegen.
Oft wird auch mit dem reziproken Wert des Gleichzeitigkeitsgrad gearbeitet; man nennt dieses Verhältnis den *Verschiedenheitsgrad* v:

$$v = \frac{\sum\limits_i P_{max\,i}}{P_{max\,res}}.$$

7.6.2 Verbrauchsfaktor

Wenn man die Belastungsverhältnisse eines Abnehmers mit seinem Anschlußwert in Verbindung bringt, so ist hierfür der *Verbrauchsfaktor* v_i üblich:

$$v_i = \frac{\text{Spitze der Belastungskurve eines Abnehmers}}{\text{Anschlußwert des Abnehmers}}$$

$$v_i = \frac{P_{max}}{P_{Aw}}.$$

Hierbei ist der Anschlußwert P_{Aw} die Summe der installierten Leistung der angeschlossenen Verbraucher.
Der Verbrauchsfaktor ändert sich natürlich sehr stark, weil an jedem Tage eine andere Belastung auftreten kann. Im allgemeinen wird er als Durchschnittswert auf einen Tag bezogen.

8 Kosten der elektrischen Energie

8.1 Selbstkostenrechnung

Die Voraussetzung für energiewirtschaftliche Maßnahmen ist die Kenntnis der Kosten der elektrischen Energie. Die Selbstkostenrechnung der EVU dient:

1. der Tarifkalkulation im allgemeinen und der Bereitschaft für Preiskalkulationen in Sonderfällen (Absatzüberlegung);
2. der Kontrolle der Tarife;
3. der Überwachung der Betriebs- und Kostengebarung, der Wirtschaftlichkeit des Betriebes und der Betriebssteuerung;
4. der Durchführung zwischenbetrieblicher Kostenvergleiche sowie der Unternehmensplanung.

Diese Zielsetzung deckt sich im Prinzip mit dem Zweck der industriellen Kostenrechnung. Gut aufbereitete Kosten werden für Differential- und Grenzkostenrechnungen gebraucht, die zum Beispiel notwendig sind, wenn Preise für ungesicherte Energielieferungen ermittelt werden sollen.
Die *unterschiedliche Charakteristik* der Betriebe und die verschieden gelagerten Marktverhältnisse bei den einzelnen Versorgungsunternehmen haben zur Folge, daß die Selbstkosten der Energieerzeugung und -verteilung sowohl innerhalb eines Unternehmens als auch zwischen verschiedenen Betrieben erhebliche Unterschiede aufweisen. Gegebenheiten, die zu dieser unterschiedlichen Kostengestaltung führen, sind:

1. die Energiebeschaffung,
2. die Struktur des Versorgungsgebietes,
3. die Struktur der Abnehmerschaft.

Unter dem Gesichtspunkt der *Energiebeschaffung* sind die Selbstkosten von folgenden Gegebenheiten abhängig:

a) von der Größe und dem Standort der Energieerzeugungsanlagen;
b) von der Energiequelle und bei Wärmekraftwerken von der Art des Brennstoffes und vom technischen Zustand der Anlagen;
c) ferner auch davon, ob der Energiebedarf durch Eigenerzeugung oder Fremdbezug gedeckt wird;
d) und schließlich noch davon, ob und in welchem Umfange durch Verbundwirtschaft Kostenvorteile entstehen.

Bezüglich der *Struktur des Versorgungsgebietes* ist auf landwirtschaftliche Gebiete, Städte und Ballungszentren hinzuweisen.
Bei der *Struktur der Abnehmerschaft* muß z. B. zwischen Haushalt- und Industrieabnehmern unterschieden werden.

8.2 Kostenstruktur

Die *Kosten der elektrischen Energie* sind zum einen Teil fest durch die installierte Leistung auf der Erzeuger- und der Verbraucherseite, zum anderen Teil beweglich, d. h. abhängig von den verkauften Kilowattstunden.
Mit den Bezeichnungen

- K *Gesamtkosten,*
- K_f *feste Kosten,*
- K_b *bewegliche Kosten*

ergibt sich die Gleichung

$$K = K_f + K_b.$$

Die entsprechenden *spezifischen Kosten* erhält man, wenn die Kostenanteile K_f und K_b auf die Nennleistung P_n bzw. auf die verbrauchte Arbeit bezogen werden.

$$k_f = \frac{K_f}{P_n},$$

$$k_b = \frac{K_b}{\int_0^{T_0} P\,dT}.$$

Bei der Berechnung der Energiegestehungskosten k (Pf/kWh) geht die Ausnutzungsdauer T_n in starkem Maße ein.
Die normierten Kosten pro Kilowattstunde errechnen sich zu:

$$k = \frac{k_f}{T_n} + k_b.$$

Wie Bild 8.1 deutlich erkennen läßt, fallen die Gesamtkosten mit größer werdender Ausnutzungsdauer.

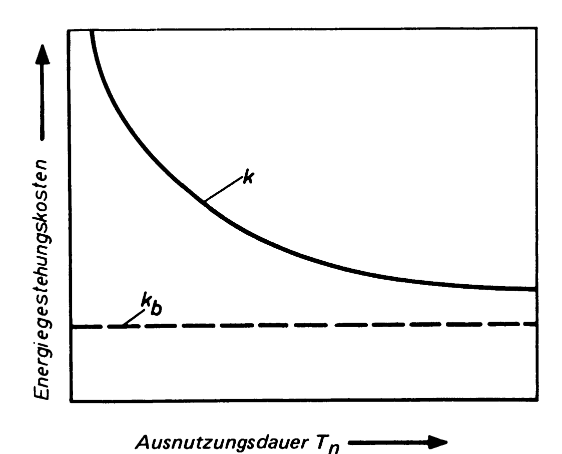


Bild 8.1 Energiegestehungskosten in Abhängigkeit von der Ausnutzungsdauer

8.3 Feste Kosten

Der Anteil der festen Kosten gliedert sich auf in kapitalabhängige und leistungsabhängige feste Kosten.
Es gilt

$$K_f = K_{f1} + K_{f2}$$

mit K_f *feste Kosten,*
K_{f1} *kapitalabhängige feste Kosten,*
K_{f2} *sonstige feste Kosten.*

8.3.1 Kapitalabhängige feste Kosten

1. Zinsen

Zu den kapitalabhängigen festen Kosten zählen vor allem die für das eingesetzte Kapital zu entrichtenden Zinsen. Das Kapital setzt sich aus Fremd- und Eigenkapital zusammen. Für die kostenrechnerische Verzinsung ist das Gesamtkapital heranzuziehen. Der Zinsfuß entspricht annähernd dem für langfristiges Fremdkapital.

2. Abschreibungen

Abschreibungen als kostenrechnerischer Aufwand sind kalkulatorischer (rechnerisch vorausbestimmbarer) Art. Ihre Höhe richtet sich nach der erfahrungsgemäßen Nutzungsdauer eines Wirtschaftsgutes.
Der Anschaffungswert eines Wirtschaftsgutes wird über diesen Zeitraum hinweg in gleichen Jahresraten (linear) in der Kostenrechnung berücksichtigt.
Die kalkulatorischen Abschreibungen unterscheiden sich von solchen bilanzieller und steuerlicher Art, weil hier betriebs- und steuerpolitische Gesichtspunkte hineinspielen und mitunter degressive Abschreibungssätze und andere möglich sind. Dieses Vorgehen deckt sich aber nicht mit dem tatsächlichen Verschleiß eines Wirtschaftsgutes, dem die kalkulatorische Abschreibung allein Rechnung trägt.
Der Abschreibungszeitraum ist für die Energieversorgungsunternehmen in erster Linie gleich der erfahrungsgemäßen Nutzungsdauer. Hierfür gibt es Erfahrungswerte, die in einem gewissen Umfang schwanken. In nachfolgender Tabelle 8.1 werden einige Durchschnittswerte angegeben, die steuerlich anerkannt sind.

3. Gewinnunabhängige Steuern

Hierzu sind vor allem die Vermögenssteuer und die Gewerbekapitalsteuer zu zählen. Sie betragen ungefähr 1% bis 3 % der Herstellungskosten.

4. Versicherungen

Die durch den Abschluß von Versicherungen verursachten Kosten liegen in der Größenordnung von 0,2 % bis 0,3 %.

5. Kapitalbeschaffungskosten

Neben dem Disagio sind hierzu in erster Linie die Grundbuch- und Notargebühren sowie die Bürgschaftsprovision zu rechnen, sie betragen 0,1 % bis 0,5 %.

Tabelle 8.1 Abschreibungszeiträume und Abschreibungssätze (nach Ringbuch der Energiewirtschaft 1960)

Anlagegüter	Nutzungsdauer i. J.	Linearer AFA-Satz[1]) v.H.
1. Dampfkraftwerke		
Betriebsgebäude	50	2
Kesselanlage	15	7
Kohlenförderanlage	15	7
Meß-, Regel-, Steuerungs- und Überwachungsanlage	15	7
Schaltanlagen	15	7
Turbogeneratoraggregate	15	7
Transformatoren	20	5
2. Wasserkraftwerke		
Betriebsgebäude mit Kraftwerkstiefbauten	50	2
Brücken aus Beton, Stahl	60	1,5
Kanäle aus Beton, Dämme, Stauseen	60	1,5
Pumpanlagen	20	5
Rohrleitungen einschl. Druckrohrleitungen	25	4
Schalt-, Meß-, Regel-, Steuerungs- und Verteilungsanlagen im Kraftwerk	20	5
Transformatoren	20	5
Turbinen und Generatoren mit Fundamenten, Wehre, Ein- und Auslaufbauwerke, Rechen, Schützen		
a) Bauwerk	40	2,5
b) Maschinelle Einrichtungen	25	4
3. Verteilungsanlagen		
Hochspannungsfreileitungen Al/St, Aldrey, Aldrey/Stahl mit Stahlgitter- und Stahlbetonmasten ab 110 kV	35	3
Mittelspannungsfreileitungen Al/St mit Stahl- und Stahlbetonmasten 10 bis 60 kV	25–30	3–4
Mittelspannungsfreileitungen Al/St mit überwiegend Holzmasten 10 bis 20 kV	25	4
Niederspannungsfreileitungen Al mit überwiegend Holzmasten	25	4
Hoch- und Mittelspannungskabel	35	3
Niederspannungskabel	25	4

[1]) AFA bedeutet: Abschreibung für Abnutzung.

8.3.2 Sonstige feste Kosten

Hierunter sind zu verstehen:

Reparaturen,
Löhne und Gehälter für das Stammpersonal,
Sozialabgaben,
Wasserabgaben,
Verwaltungskosten,
Nachrichteneinrichtungen.

Wie aus der Aufstellung zu ersehen ist, beinhalten sie die Kosten, die entstehen, ohne daß elektrische Arbeit abgegeben wird.

8.4 Bewegliche Kosten

Die beweglichen Kosten hängen ausschließlich mit der *erzeugten Energie* zusammen. Sie werden im folgenden als spezifische Kosten angegeben. Auch sie lassen sich in zwei Kostenanteile aufgliedern:

$k_b = k_{b1} + k_{b2}$,
k_{b1} *Brennstoffkosten,*
k_{b2} *arbeitsabhängige Kosten.*

8.4.1 Brennstoffkosten

Die Brennstoffkosten beeinflussen den Energiegestehungspreis erheblich. Sie sind weitgehend abhängig von der Brennstoffart und dem Standort des Kraftwerkes bezogen auf die Lagerstätte des Brennstoffes.
Die Brennstoffkosten für Wärmekraftwerke ergeben sich zu

$$k_{b1} = p_w \cdot w$$

mit

p_w Wärmepreis (DM/MJ),
w spez. Wärmeverbrauch (MJ/kWh).

Theoretisch ist der elektrischen Arbeit von 1 kWh eine Wärmemenge von 3,6 MJ äquivalent. Da die Wärmekraftwerke jedoch einen Wirkungsgrad η von weniger als 100 % (z. B. 40 %) aufweisen, berechnet sich ihr spez. Wärmeverbrauch zu

$$w = 3{,}6 \cdot \frac{1}{\eta} (\text{MJ/kWh}).$$

8.4.2 Arbeitsabhängige Kosten

Zu den arbeitsabhängigen Kosten zählen die Kosten für die Leitungsverlustarbeit sowie die Aufwendungen für den Bedarf an Zusatzwasser und Hilfsmitteln wie Schmier- und Putzmittel.

8.5 Kostenstellen

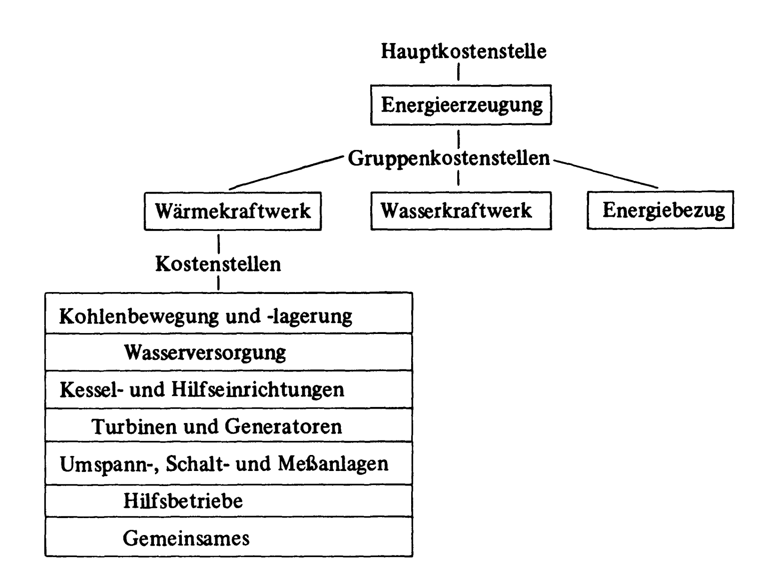
Um die Aufschlüsselung der Kosten transparent werden zu lassen, stellt man für die verschiedenen Bereiche Kostenstellen auf.
Das Wesen der Kostenstellenbildung liegt darin, die Kosten des Betriebes nicht summarisch zu erfassen, sondern den Betrieb in *abrechnungstechnische Einheiten* zu zerlegen.
Bei der Kostenstellenbildung in einem Energieversorgungsbetrieb entstehen:

Hauptkostenstellen, Gruppenkostenstellen und Kostenstellen.

Als *Hauptkostenstellen* kommen folgende Funktionsbereiche in Frage:

Energieerzeugung, Energieübertragung und -verteilung, Hilfsbetriebe und Verwaltung.

Die bei weiterer Unterteilung dieser Hauptkostenstellen sich bildenden *Gruppenkostenstellen* würden z. B. bei der Hauptkostenstelle Energieerzeugung zu den Funktionsbereichen: Wärmekraftwerke, Wasserkraftwerke und Energiebezug führen.
Die Hauptkostenstelle Energieübertragung und -verteilung kann z. B. in folgende Gruppenkostenstellen zergliedert werden: Hochspannung 220 kV bis 380 kV, Mittelspannung 10 kV bis 110 kV, Niederspannung, Übergabe.
Die Gruppenkostenstellen werden in *Kostenstellen* zerlegt. Die Systematik der Kostenstellenbildung zeigt folgendes *Beispiel*:



8.6 Spezifische Kosten der Energieerzeugung

Um einen Überblick über die Kosten, die in den einzelnen Bereichen anfallen, zu geben, werden im folgenden die Kosten der Energieerzeugung näher erläutert.

8.6.1 Herstellungskosten der Kraftwerke

Die Herstellungskosten umfassen die Ausgaben, die für den Bau des Kraftwerkes erforderlich waren. Neben dem eigentlichen Kraftwerksblock werden auch Grundstückskosten einschließlich Aufschlußarbeiten, die Kosten der Bekohlungs-, Entaschungs- und Kühlwasseranlage, der Werkstätten, Lager und Büros erfaßt. Tabelle 8.2 gibt Auskunft über die spezifischen Herstellungskosten sowie die erreichbaren Blockgrenzleistungen verschiedener Kraftwerksarten.

Tabelle 8.2 Spezifische Herstellungskosten und Blockgrenzleistungen verschiedener Kraftwerksarten

Kraftwerksart	spez. Herstellungskosten DM/kW	Blockgrenzleistung MW
Braunkohlekraftwerke	900 ... 1000	600
Steinkohlekraftwerke		
ohne Entschwefelung	1100 ... 1300	700
mit Entschwefelung	1250 ... 1500	700
Heizölkraftwerke		
ohne Entschwefelung	850 ... 1000	700
mit Entschwefelung	1000 ... 1200	600
Gaskraftwerke	850 ... 1000	700
Gasturbinenkraftwerke	500 ... 600	60 ... 100
Kernkraftwerke (Leichtwasser, ohne Erstkern)	1250 ... 1500	1300
Wasserkraftwerke		
Niederdruckanlagen	2850 ... 4000	–
Hochdruckanlagen	1500 ... 2300	–
Pumpspeicherwerke	700 ... 1000	–

Die hier angegebenen Werte sollen nur einen Anhaltspunkt über die Größe dieser Kosten geben. Im einzelnen muß darauf geachtet werden, ob es sich um Grundlastkraftwerke oder um die etwas preisgünstigeren Spitzenlastkraftwerke handelt; außerdem gehen natürlich Blockgröße und Gesamtleistung des Kraftwerkes entscheidend in die spezifischen Kosten ein. Daneben beeinflußt auch die Art des Kühlsystems stark die Herstellungskosten; ein aufwendiges Kühlsystem kann eine Mehrinvestition bei Grundlastkraftwerken für fossile Primärenergieträger von 15 %, bei Kernkraftwerken von 25 % verursachen. Schließlich wirkt sich bei den Wasserkraftwerken die örtliche Beschaffenheit auf den Preis aus (abgesehen von den weiteren Aufgaben, die ein Wasserkraftwerk eventuell zu erfüllen hat, wie z. B. die Verhinderung von Hochwasser in einem Fluß oder die Bewässerung eines Trockengebietes).

8.6.2 Anteile der Kostenarten an den Gesamtkosten

Die prozentualen Anteile der verschiedenen Kostenarten an den Gesamtkosten der Energieerzeugung sind in Tabelle 8.3 für konventionelle Wärme-, Kern- und Wasserkraftwerke aufgeführt. Es können hier ebenfalls nur Richtwerte angegeben werden. Dennoch wird deutlich, wie unterschiedlich die Anteile der festen Kosten (Zinskosten, Abschreibungen, Personalkosten) und der beweglichen Kosten (Brennstoffkosten) für die verschiedenen Kraftwerksarten sind.

Tabelle 8.3 Anteile der Kostenarten an den Gesamtkosten der Energieerzeugung

Kostenart		Grundlastkraftwerk für fossile Brennstoffe	Kernkraftwerk	Wasserkraftwerk
Zinskosten	%	14	51	57
Abschreibungen	%	10	10	22
Personalkosten	%	10	10	8
Brennstoffkosten	%	52	15	–
Sonstige Sachkosten	%	14	14	13

8.7 Kosten der Energieübertragung und -verteilung

Energieübertragung und -verteilung verursachen einen sehr *hohen Anteil* an den Gesamtkosten der elektrischen Energie; er beträgt zwischen 50 % und 65 %.
Die in diesem Bereich anfallenden Kosten sind nahezu unabhängig von der verkauften Energiemenge, es handelt sich also vor allem um *feste Kosten*. Diese setzen sich zusammen aus Zinskosten, Abschreibungen für die Anlagen sowie sonstigen Betriebskosten. *Bewegliche Kosten* werden lediglich durch ohmsche Verluste hervorgerufen, die von der Stromstärke in der Anlage bzw. Leitung und damit von der abgegebenen Energie abhängig sind.
Sowohl die Gesamtkosten der Energieübertragung und -verteilung als auch die Anteile der verschiedenen Kostenarten werden sehr stark von der Struktur des Versorgungsgebietes und der Abnehmerschaft beeinflußt. Es soll daher hier auf die Angabe von Richtwerten verzichtet werden.

8.8 Spezielle Maßnahmen zur Kostenminimierung

8.8.1 Planung von Kraftwerken und Netzen

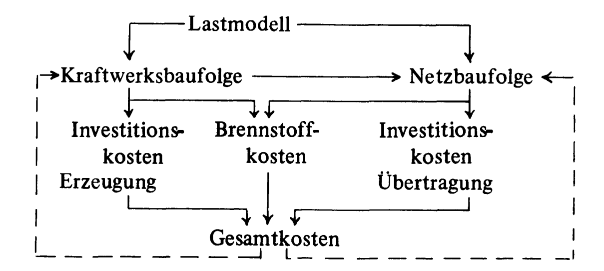
Um die Kosten für die elektrische Energie möglichst gering zu halten, ist vor der Erstellung von Kraftwerken und Netzen umfangreiche Planungsarbeit unumgänglich [*Zollenkopf* 1965]. Bei einer solchen Planung ist z. B. ein bereits vorhandenes Versorgungssystem

einem erwarteten Lastanstieg anzupassen und diejenige Variante für die notwendigen Erweiterungen zu ermitteln, bei welcher die auf einen bestimmten Zeitpunkt bezogenen Ausgaben ein Minimum haben. Kapital- und Brennstoffkosten müssen dabei besonders berücksichtigt werden, da sie die wichtigsten Kostenfaktoren darstellen.
Bei der Planung ist vor allem *folgendes zu beachten*:

1. Untersuchungen zukünftiger Entwicklungen müssen, bedingt durch die Höhe der Investitionskosten und die Lebensdauer der Anlagen, auf einen Zeitraum von 15 Jahren ausgedehnt werden.
2. Beim Bau einer neuen Leitung müssen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung nicht nur die Verluste auf dieser Leitung betrachtet werden, sondern auch die Auswirkungen auf den Lastfluß und die gegebenenfalls dadurch verursachten Verluste im bereits vorhandenen Netz.
3. Bei einer optimalen Planung kommt es nicht allein auf Erzielung eines Kostenminimums an. Zusätzlich müssen Begrenzungen beachtet werden, die sich aufgrund technischer Forderungen ergeben, wie z. B.

   maximale Belastbarkeit,
   zulässige Kurzschlußleistung,
   Versorgungssicherheit.

Nachfolgend ist das Prinzipschema eines *Planungsablaufes* dargestellt:



Ausgangspunkt ist das Lastmodell, das sämtliche Informationen über den Belastungsverlauf während des Planungszeitraumes enthält. Nach Erstellung des Lastmodells wird die Kraftwerksbaufolge (Art des Kraftwerkes, Standort) festgelegt. Lastmodell und Kraftwerksbaufolge bilden zusammen die Grundlage für das Aufstellen der Netzbaufolge (unter Beachtung technischer Forderungen wie zulässige Kurzschlußleistung, Stabilität).
Lastmodell, Kraftwerksbaufolge und Netzbaufolge ermöglichen die Berechnung der Brennstoffkosten und Investitionskosten (die Netzbaufolge beeinflußt die Brennstoffkosten durch Netzverluste).
In dem vorliegenden Schema werden zur Erfassung einer Vielzahl von Varianten elektronische Rechenanlagen hauptsächlich bei der Festlegung der Netzbaufolge und der Berechnung der Brennstoffkosten angewendet. Sie können aber auch in allen anderen Phasen nützlich eingesetzt werden (Lastmodell, Investitionskosten). Voraussetzung für genaue

Planung ist natürlich eine wirklich optimale Lastverteilung zur Deckung der Netzlast. Rechenprogramme zur Steuerung des Einsatzes von Kraftwerken tragen dieser Forderung weitgehend Rechnung. Kosten für Personal, Steuern usw. können ähnlich berücksichtigt werden.

8.8.2 Steuerung von Kraftwerken, Optimierung der elektrischen Lastverteilung

Um mit möglichst geringen beweglichen Kosten zu arbeiten, ist es erforderlich, sowohl die Kraftwerke selbst optimal auszusteuern, als auch die Last möglichst günstig auf die einzelnen Kraftwerke zu verteilen [*Hamerak* 1963].
Mit zunehmender Leistung der modernen Dampfkraftwerke wird es immer wichtiger, eine genaue Kenntnis vom Ablauf des Energieumwandlungsprozesses zu haben. Wird der technische Wirkungsgrad mit Hilfe einer elektronischen Rechenanlage berechnet und seine Abweichung von einem vorgegebenen Sollwert überwacht, so ist es möglich, schneller als bisher in den Prozeßablauf einzugreifen. Der Rechner kann für die selbständige Zu- und Abschaltung von Brennern und zum automatischen Hochfahren und Stillsetzen von Maschinensätzen herangezogen werden. Gelingt es, den Wirkungsgrad eines großen Kraftwerkes im Mittel nur um 1/2 % bis 1 % zu verbessern, so hat sich die Rechenanlage nach 1 bis 2 Jahren voll amortisiert.
Zur Optimierung des Betriebes von Verbundnetzen werden ebenfalls elektronische Rechenanlagen eingesetzt. Nur mit Hilfe dieser Netzrechner kann die Stromverteilung in einem ausgedehnten Verbundnetz mit der erforderlichen hohen Geschwindigkeit ermittelt werden, so daß es gelingt, den Einsatz der einzelnen Kraftwerke dem jeweiligen Belastungszustand des Netzes anzupassen. Von besonderer Wichtigkeit ist in diesem Zusammenhang die Fernwirktechnik in den Netzen, die eine Fernmessung und eine Übertragung von Befehlen, z. B. zur Optimierung der Lastverteilung, ermöglicht. Die auftretenden Meßungenauigkeiten bei den angewendeten Fernmeßverfahren betragen zwischen 0,5 % und 1,5 %. Die für die Übermittlung einer Meldung benötigten Zeiten liegen bei wenigen Sekunden.

9 Tarife, Preisregelungen

9.1 Kostenorientierte Preisgestaltung

Die EVU müssen ihre Kosten aus den Erlösen für die eigenen Leistungen decken. Es ist somit zu überlegen, wie die einzelnen Kunden zur Kostenübernahme heranzuziehen sind.

Bei der Berechnung der *beweglichen Kosten* ist die Preiskalkulation für das EVU grundsätzlich einfach. Bewegliche Kosten fallen im Bereich der Energieerzeugung an. Das EVU kann also je erzeugter und damit gelieferter Energieeinheit (kWh) einen Mengenpreis ermitteln und berechnen. Diesen Preis kann man als Arbeitspreis bezeichnen, da er für die elektrische Energie bzw. Arbeit zu bezahlen ist.

Weiterhin fallen aber, wie schon besprochen, *feste Kosten* – etwa je zur Hälfte – im Erzeugungs- und Verteilungsbereich an. Sie machen immerhin bis zu 80 % der gesamten Kosten aus. Die Zuordnung dieser Kosten zum verursachenden Kunden ist unvergleichlich schwieriger als bei den beweglichen Kosten. Die festen Kosten können nur für die Gesamtheit aller Kunden exakt ermittelt werden. Eine detaillierte Zuordnung des augenblicklichen Leistungsbedarfs eines bestimmten Kunden zu dem dafür benötigten Grundlast-, Mittellast- oder Spitzenlastkraftwerk ist nicht möglich. Grundsätzlich lösen die EVU dieses Problem, indem sie für die nach Gruppen zusammengefaßten Kunden einen Leistungs- oder Grundpreis berechnen, der ein Maß für die Inanspruchnahme der EVU-Anlagen sein soll.

Es gibt verschiedene Verfahren zur Ermittlung und Anwendung von Leistungspreisen wie z.B. das Höchstlastverfahren oder das Spitzenanteilverfahren. Beim *Höchstlastverfahren* wird jeder Kunde entsprechend seiner beanspruchten Höchstleistung an den Gesamtleistungskosten des EVU beteiligt unabhängig vom Zeitpunkt. Beim *Spitzenanteilverfahren* wird jeder Kunde nur mit demjenigen Leistungsanteil zur Kostendeckung herangezogen, der zeitlich mit der Leistungsspitze des EVU zusammenfällt. Beide genannte Verfahren sind allerdings nicht kostengerecht. Außerdem sind kostenechte Leistungspreise wegen ihrer Höhe für den Kunden unzumutbar. Dies führt im übrigen dazu, daß Festkostenanteile vom Leistungspreis in den Arbeitspreis verlagert werden. Weiterhin kann besonders bei kleinen Kunden der Vorteil der Durchmischung bei der Preiskalkulation berücksichtigt werden:Die arithmetische Summe aller Kundenleistungen liegt im allgemeinen deutlich niedriger als die Gesamtlast im EVU-Netz.

Die somit anfallenden Preisbestandteile (Preis pro Energieeinheit sowie Leistungspreis) werden in Tarifen oder Preisregelungen zusammengefaßt, die dann nach den darin enthaltenen Preisbestandteilen bezeichnet werden können: Zum Beispiel Arbeitspreisregelungen oder Grund- bzw. Leistungspreisregelungen. Wegen der Vielzahl von Kunden muß das EVU diese zu Gruppen zusammenfassen. Die gröbste Unterteilung besteht hierbei zwischen Tarifkunden und Sondervertragskunden.

9.2 Kundengruppen

Die *Tarifkunden* werden aus dem Niederspannungsnetz des EVU versorgt (s. auch 10.3). Der gesetzliche Rahmen für die Energiepreise ist in der BTO Elt *(Bundestarifordnung Elektrizität)* festgelegt. Ein besonderes Kennzeichen dieser Kundengruppe ist der geringe oder ganz fehlende Einfluß der Leistungsbereitstellung und -beanspruchung auf die Preise: Wegen der im Vergleich zum Energiekostenvolumen des einzelnen Kunden hohen Kosten für eine Leistungsmessung wird diese im allgemeinen nicht durchgeführt. Man greift auf feste, zum Teil sogar nichtelektrische Größen für die Leistungsberechnung zurück, berechnet also statt eines Leistungspreises einen Grundpreis, der bei ganz kleinen Kunden völlig entfällt. Grundsätzlich ist es vertretbar, bei kleineren Kunden auf die Berechnung kostenechter Leistungspreise aus Vereinfachungsgründen zu verzichten, da bei sinnvoller Kalkulation unter Berücksichtigung von Erfahrungswerten die Festkosten dennoch erwirtschaftet werden können.

Sondervertragskunden sind alle diejenigen Kunden, die nicht zu Allgemeinen Versorgungsbedingungen und zu Allgemeinen Tarifpreisen (BTO Elt) versorgt werden, also Nicht-Tarifkunden oder diejenigen Kunden, die von einem EVU auf der Grundlage von Sondervereinbarungen beliefert werden, denen im Rahmen des Energiewirtschafts-, Kartell- und Preisrechts das Prinzip der *Vertragsfreiheit* zugrunde liegt. Demnach werden Sondervertragskunden im allgemeinen auch nicht mehr aus dem Niederspannungsnetz versorgt, sondern über eine eigene Umspannstation aus dem Mittelspannungsnetz.

Während die Vorschriften der BTO Elt für den Bereich der Tarifkunden weitere Überlegungen hinsichtlich Ermittlung von Kundengruppen stark einschränken oder ganz verhindern, kann das EVU für den Bereich Sondervertragskunden durchaus zusätzliche Überlegungen der Gruppenkalkulation durchführen. Im Rahmen der grundsätzlichen Vertragsfreiheit sind diese praktisch nur durch kartellrechtliche Vorschriften eingeengt. Denkbar ist z.B., daß ab einer gewissen Abnahmemenge zusätzliche Preisnachlässe oder Rabatte gewährt werden oder z.B. daß Sondervertragskunden, die die Starklastzeiten des EVU beachten, besondere Vertragsbedingungen eingeräumt erhalten.

An dieser Stelle muß allerdings darauf hingewiesen werden, daß gerade aufgrund der kartellgesetzlichen Vorschriften (Diskriminierungsverbot) Möglichkeiten für Sonderregelungen oder gar Einzelfallbetrachtungen zunehmend stärker eingeschränkt werden.

9.3 Preisregelungen für Tarifkunden

9.3.1 Kleinverbrauchstarif

Dieser im allgemeinen nur für sehr kleine Abnahmemengen von einigen tausend kWh/Jahr sinnvolle Tarif sieht neben einem relativ hohen Arbeitspreis keinen Bereitstellungspreis vor. Die Festkosten für Meßeinrichtung, Verrechnung und Inkasso werden lediglich durch einen geringen Verrechnungspreis berücksichtigt; die sonstigen Festkostenanteile sind im Arbeitspreis enthalten. Da – neben dem Verrechnungspreis – also nur ein gleichbleiben-

der Arbeitspreis für jede abgenommene Arbeitseinheit berechnet wird, stellt dieser Tarif einen *Arbeitspreistarif* dar. Es ist also eine einfache Mengenabhängigkeit festzustellen (Bild 9.1).
Nachteil: Ist der Verbrauch gering oder nicht vorhanden, so werden die festen Kosten nicht gedeckt.

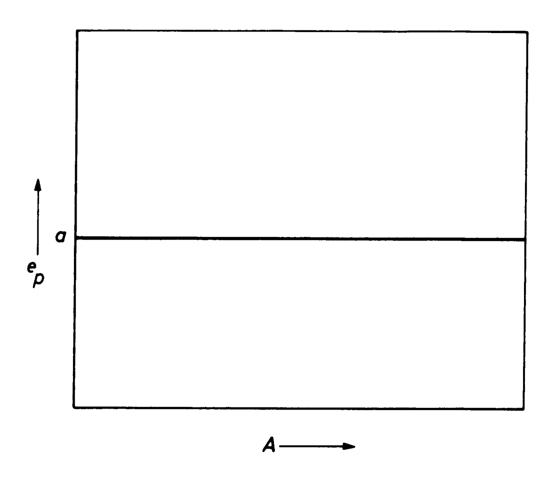


Bild 9.1
Durchschnittspreis bei Kleinverbrauchstarif (Arbeitspreisregelung)

$$e_p = \frac{a \cdot A}{A} = a$$

e_p Durchschnittspreis pro Arbeitseinheit
A abgenommene Arbeit
a Preis pro Arbeitseinheit

9.3.2 Grundpreistarife

Neben einem Arbeitspreis wird ein *Grundpreis* berechnet. Der Grundpreis wird unabhängig von der Höhe des Elektrizitätsverbrauchs gebildet. Er enthält die Entgelte für die Kosten der Bereitstellung der Elektrizität *(Bereitstellungspreis)* sowie für die Kosten der technisch notwendigen Meßeinrichtungen, der Verrechnung und des Inkassos *(Verrechnungspreis)*.
Für den Bereitstellungspreis im Grundpreis wird als *Bezugsgröße* angesetzt:

Bei Haushaltsanlagen:

1. Zahl der Räume oder
2. Raumgruppen oder
3. einheitlich für alle Haushalte.

Bei gewerblichen Lichtanlagen:

4. Anschlußwert oder
5. Raumgröße (mit zweiklassiger Unterscheidung nach Nutzungsart) oder
6. Anschlußwert in Abhängigkeit von der Raumgröße.

Bei sonstigen gewerblichen Anlagen einschließlich Kraftanlagen:

7. Anschlußwert, wobei nur für die größte Verbrauchseinrichtung der volle Anschlußwert, für die zweitgrößte oder eine weitere gleichgroße nur 2/3 und für alle weiteren Einrichtungen nur 1/3 des Anschlußwertes zum Ansatz kommen.

Bei landwirtschaftlichen Anlagen:

8. Größe der landwirtschaftlich genutzten Fläche.

Die EVU müssen zwei Grundpreistarife wahlweise anbieten: Im Tarifsystem entsprechen höheren Arbeitspreisen niedrigere Grundpreise.
Wie beim Kleinverbrauchstarif ist bei den Grundpreistarifen für die Ermittlung des Grundpreises keine besondere Messung erforderlich. Zu messen ist nur die abgenommene elektrische Arbeit, die durch normale kWh-Zähler erfaßt wird. Der durchschnittliche Arbeitspreis sinkt mit zunehmendem Verbrauch (Bild 9.2). Als *Beispiel* eines Grundpreistarifes nach den Allgemeinen Tarifpreisen kann der Haushaltstarif der *Hannover-Braunschweigischen Stromversorgungs AG* (HASTRA), Hannover, angeführt werden (Stand 1.1.1980):

	Tarif I	Tarif II
Bereitstellungspreis je Abrechnungsjahr für die ersten beiden Räume	DM 75,60	DM 138,--
für jeden weiteren Raum	DM 14,40	DM 29,40
Arbeitspreise	14,4 Pf/kWh	11,4 Pf/kWh
Verrechnungspreise je Abrechnungsjahr		
Wechselstrom-Eintarifzähler	DM 28,--	
Wechselstrom-Mehrtarifzähler	DM 40,--	

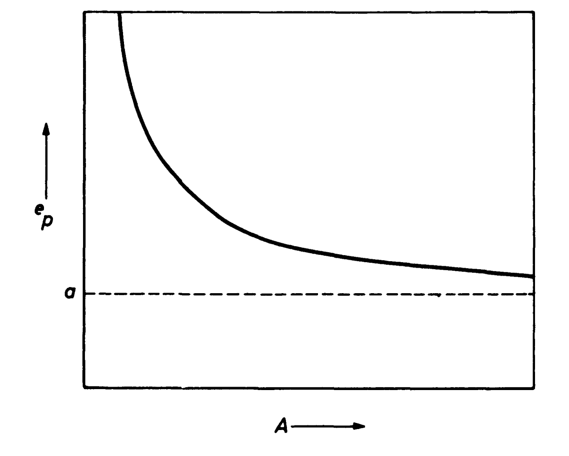


Bild 9.2
Durchschnittspreis bei Grundpreistarif

$$e_p = \frac{g + a \cdot A}{A}$$

e_p Durchschnittspreis pro Arbeitseinheit
A abgenommene Arbeit
a Preis pro Arbeitseinheit
g Grundpreis

9.3.3 Sonstige Bezugsgrößen für den Grundpreis

Neben den o.g. Bezugsgrößen kann das EVU den Bereitstellungspreis im Grundpreis auch nach in Anspruch genommener, bestellter oder begrenzter Leistung berechnen oder andere Bezugsgrößen anbieten, die geeignet sind, einen Maßstab für die Bereitstellung der Elektrizität abzugeben. Das EVU ist dazu berechtigt, ausschließlich solche *Leistungstarife* anzubieten, wenn die höchste Viertelstundenleistung des Kunden in mindestens zwei Monaten eines Abrechnungsjahres 25 kW um mehr als 10 % überschreitet. Im Rahmen der Tarifpreise sind daher neben den bisher genannten Tarifen bei vielen EVU zusätzlich zwei Leistungstarife üblich. Überwiegend wird hierbei die in Anspruch genommene Leistung gemessen und verrechnet. Neben einem kWh-Zähler ist also auch ein Maximum-Zähler für die Messung erforderlich.

9.3.4 Schwachlasttarif

Der Schwachlasttarif besteht aus einem relativ niedrigen Arbeitspreis sowie einem Verrechnungspreis. Zusätzlich darf das EVU einen Zuschlag zum Grundpreis desjenigen Tarifs berechnen, zu dem der Kunde seinen sonstigen Bedarf deckt, oder es kann das Angebot des Schwachlasttarifs zeitlichen Beschränkungen unterwerfen.
Der Schwachlasttarif ist grundsätzlich für tägliche Zeiten schwacher Leistungsbeanspruchung anzubieten. Sein Arbeitspreis liegt deutlich unter denen der Grundpreistarife. Der Schwachlasttarif wird nur zusätzlich zu einem Grundpreistarif oder Kleinverbrauchstarif eingeräumt.
Auch hier ist zur Messung also nur ein kWh-Zähler erforderlich.

9.3.5 Sonderregelungen für Tarifkunden

Für Sonderregelungen bietet die BTO Elt keinen Platz. Soweit Tarifkunden Sonderpreise eingeräumt werden, gelten sie insofern dann nicht mehr als Tarifkunden.
Sonderpreise sind z.B. möglich für Nachtspeicheröfen (nicht zu verwechseln mit dem Schwachlasttarif) oder für Wärmepumpen außerhalb des Haushalts. Für Nachtspeicheröfen wird neben einem niedrigen Arbeitspreis ein vom Anschlußwert abhängiger fester Grundpreis berechnet. Zur Messung ist also nur ein kWh-Zähler erforderlich, wobei allerdings eine Zeitschaltmöglichkeit vorgesehen sein muß.

9.4 Preisregelungen für Sondervertragskunden

Sondervertragskunden sind alle diejenigen Kunden, die aus dem Tarifbereich herausgewachsen sind (z.B. eigene Umspannstation) oder bei denen Sonderregelungen angewendet werden, die nicht in das Schema der Tarifkunden passen.

Bei Sondervertragskunden wird neben der elektrischen *Arbeit* grundsätzlich auch die in Anspruch genommene *Höchstleistung* gemessen. Diese Messung erfolgt viertel- oder auch halbstündlich. Statt der Wirkleistung in kW kann auch die Scheinleistung in kVA gemessen werden. Da Scheinleistungsmeßgeräte jedoch aufwendig sind, wird der Wert der höchsten Scheinleistung im allgemeinen aus der gemessenen Wirkhöchstleistung durch Division mit dem $\cos\varphi$ errechnet. Der $\cos\varphi$ wird aus Wirk- und Blindverbrauch im allgemeinen monatlich ermittelt. Diese Umrechnung gilt nur näherungsweise, genügt aber für die Abrechnung.

Durch die Leistungsmessung wird die Benutzungsdauer, mit der die Kundenanlage betrieben wird, berücksichtigt. Mit steigender Benutzungsdauer fällt der mittlere Energiepreis.

Da das EVU seine Energieerzeugungs- und Verteilungsanlagen nach der höchsten Leistung, die im Jahr auftritt, auslegen muß, wäre es gerechtfertigt, den Leistungspreis als Jahresgrundpreis für die höchste beim Kunden auftretende Leistung zu berechnen. Andererseits können aber Zufallsspitzen durch besondere Betriebsvorkommnisse auftreten, die beim EVU insofern nicht so sehr ins Gewicht fallen, als die Höchstleistung bei den einzelnen Sondervertragskunden nicht zeitgleich auftritt (Gleichzeitigkeitsgrad). Diesen Verhältnissen wird durch die relativ lange Meßperiode und die Tatsache Rechnung getragen, daß dem Jahresleistungspreis das Mittel aus mehreren, z. B. drei, höchsten Leistungen verschiedener Kalendermonate zugrunde gelegt wird.

9.4.1 Arbeitspreisregelungen

Da außer Arbeitspreisen kein Leistungspreis berechnet wird, gehen zunächst nur die *Abnahmemengen* in die Abrechnung ein. Die Preise sind oft gezont oder – selten – gestaffelt.

Beispiel für eine Zonenpreisregelung:

Die ersten 100 000 kWh/Jahr zu 22 Pf/kWh;
weitere 100 000 kWh/Jahr zu 20,5 Pf/kWh;
weitere 400 000 kWh/Jahr zu 19 Pf/kWh;
alle weiteren kWh/Jahr zu 18 Pf/kWh.

Bild 9.3 zeigt die Abhängigkeit des Durchschnittspreises von der abgenommenen elektrischen Arbeit. Der Energiebezug zur Nachtzeiten kann wie auch bei anderen Preisregelungen verbilligt abgerechnet werden. Dies wird dann über einen *Nachtrabatt* in Abhängigkeit vom erreichten Nachtanteil berücksichtigt.
Die Arbeitspreisregelungen treten heute allerdings überwiegend nicht mehr in reiner Form auf. In vielen Fällen wird zusätzlich die gemessene Leistung bei der Abrechnung berücksichtigt. Dies geschieht allerdings nicht über einen Leistungspreis, sondern indirekt über einen *Benutzungsdauerrabatt*, der abhängt von der tatsächlich im Strombezug erreichten Benutzungsdauer. Die damit erreichte Abhängigkeit der Energiekosten von der Benutzungsdauer und der Leistung ist jedoch nur gering.

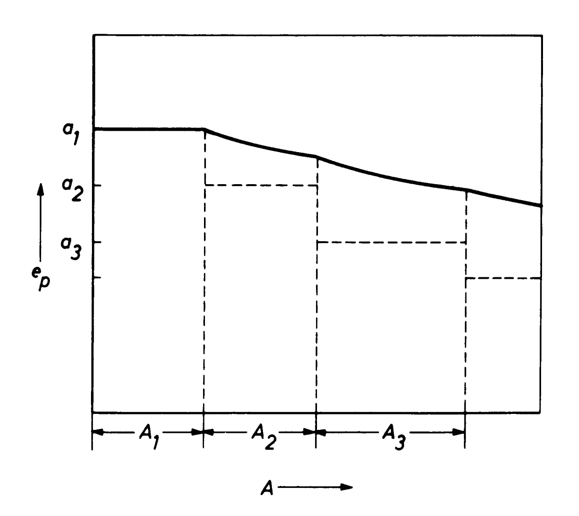


Bild 9.3
Durchschnittspreis bei Zonenpreisregelung

$$e_p = \frac{a_1 \cdot A_1 + a_2 \cdot A_2 + a_3 \cdot A_3 + \ldots}{A_1 + A_2 + A_3 + \ldots}$$

e_p Durchschnittspreis pro Arbeitseinheit
A abgenommene Arbeit
a_1, a_2, a_3 Preis pro Arbeitseinheit in den Zonen A_1, A_2, A_3

9.4.2 Leistungspreisregelungen

Bei größeren Kunden ist eine direkte Berechnung der gemessenen Leistung im Sinne einer besseren Zuordnung der Kosten unumgänglich. Es enthalten die Arbeitspreise zwar immer noch Festkostenanteile, da dem Kunden kein Leistungspreis in verursachungsgerechter Größenordnung zugemutet werden kann, jedoch sind diese deutlich niedriger als bei Arbeitspreisregelungen.

Wenn eine jährliche Abrechnung der Leistung, z. B. für das Mittel aus den drei höchsten Monatshöchstleistungen, mit einem Jahresleistungspreis erfolgt, spricht man von *Jahresleistungspreisregelungen*.

Wenn die Monatshöchstleistung monatlich endgültig mit einem Monatsleistungspreis abgerechnet wird, liegt eine *Monatsleistungspreisregelung* vor.

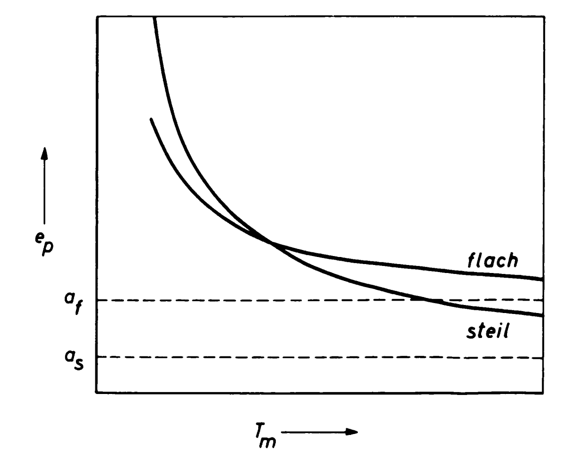


Bild 9.4
Durchschnittspreise bei verschiedenen Leistungspreisregelungen in Abhängigkeit von der Benutzungsdauer

$$e_p = \frac{g}{T_m} + a$$

e_p Durchschnittspreis pro Arbeitseinheit
T_m Benutzungsdauer
a_s Preis pro Arbeitseinheit für eine steile Preisregelung
a_f Preis pro Arbeitseinheit für eine flache Preisregelung
g Leistungspreis

Je nach der Höhe des Leistungspreisanteils an den Gesamtstromkosten spricht man von *„steilen“* (harten) *Preisregelungen* oder *„flachen“ Preisregelungen.* Dieser Begriff erklärt sich aus der Kostenkurve, die sich ergibt, wenn der Durchschnittspreis über der Benutzungsdauer aufgetragen wird (Bild 9.4). Ein hoher Leistungspreis ergibt eine steile Preisregelung, bei der die Benutzungsdauerabhängigkeit groß ist.

Beispiel für eine steile Jahresleistungspreisregelung:

Jahresleistungspreis	200,-- DM/kW;
Tagstrompreis	9,0 Pf/kWh;
Nachtstrompreis	6,0 Pf/kWh.

9.4.3 Rabatte

Besonders günstige Abnahmeverhältnisse können durch zusätzliche Rabatte honoriert werden.
Da die EVU den Bezug elektrischer Energie während der tariflichen Nachtzeiten im allgemeinen verbilligt abrechnen, kann bei Arbeitspreisregelungen auf den Tagstrompreis ein *Nachtrabatt* eingeräumt werden. Dieser sieht einen prozentualen Abschlag auf die Tagstrompreise vor in Abhängigkeit vom erreichten Nachtstromanteil.
Eine Abhängigkeit der Energiekosten von der Benutzungsdauer kann durch einen *Benutzungsdauerrabatt* bewirkt werden. Ein solcher wird oft bei Arbeitspreisregelungen angewendet, um überhaupt eine Abhängigkeit von der Benutzungsdauer vorzusehen. Aber auch bei Leistungspreisregelungen ist ein solcher Rabatt möglich, der die dann ohnehin durch die Leistungspreise schon gegebene Benutzungsdauerabhängigkeit noch verstärkt.

Beispiel für einen Benutzungsdauerrabatt bei Jahresleistungspreisregelung:

$$R = 3 \cdot \frac{H - 4000}{1000}$$

R Benutzungsdauerrabatt in Prozent,
H tatsächlich erreichte Benutzungsdauer pro Jahr.

In einigen Fällen wird ein überdurchschnittlicher Energieverbrauch in den Sommermonaten bzw. ein geringer Winterstromanteil durch einen zusätzlichen Rabatt belohnt.

Beispiel für einen Sommerrabatt:

$$R = 12\left(1 - \frac{40}{S}\right)$$

R Sommerrabatt,
S erreichter Sommerstrombezugsanteil.

9.5 Meß- und Schaltzeiten

Sowohl für Tarif- als auch Sondervertragskunden können die Preise nach *Verbrauchszwecken* und *-zeiten* gesondert kalkuliert werden.
Für *Tarifkunden* gibt es die erwähnten Unterscheidungen nach Verbrauchszwecken im *Bereitstellungspreis*. Eine weitere Unterscheidung nach Verbrauchszwecken und ggf. Verbrauchszeiten wird durch den *Schwachlasttarif* vorgenommen.
Für *Sondervertragskunden* sind die Differenzierungen zahlreicher:
Überwiegend wird der Energieverbrauch für Sondervertragskunden getrennt nach *Hochtarif*-(Tag-) und *Niedertarif*-(Nacht-)*Zeiten* (HT bzw. NT) gemessen und abgerechnet.

Beispiel für NT-Zeiten:

Täglich von 21.00–6.00 Uhr im Oktober – Februar und
täglich von 18.00–7.00 Uhr im März – September.

Bei einigen EVU zählen auch die Wochenenden zu den NT-Zeiten.
Auch hinsichtlich der *Leistungsmessung* sind Zeiteinteilungen möglich. Es handelt sich dann um „Starklastzeitenregelungen", „Spitzenzeitenregelungen", „eingeschränkte Leistungsmessung" oder „Abrechnung nach jahreszeitlich günstigem Lastverlauf".
Bei der Starklastzeiten- bzw. Spitzenzeitenregelung wird nur diejenige Leistung voll bei der Berechnung berücksichtigt, die der Kunde während der sog. Spitzenzeiten des EVU beansprucht. Die Spitzenzeiten richten sich nach den Belastungsverhältnissen im EVU-Netz bzw. den Bedingungen, zu denen das EVU selbst elektrische Energie von seinem Vorlieferanten einkauft. Die außerhalb dieser Spitzenzeiten beanspruchten Leistungen bleiben dann ganz oder teilweise berechnungsfrei.
Einige EVU gewähren generell eine verbilligte Abrechnung des Energiebezugs, der der Erzeugung von Wärme dient. Es sind auch spezielle Wärmestromregelungen möglich, die neben dem ermäßigten Arbeitspreis noch einen niedrigeren Leistungspreis für den Wärmestrombezug vorsehen.

9.6 Preisveränderungen

Die Preise für *Tarifkunden* unterliegen generell dem Preisstopp. Als Höchstpreise können sie nur mit Genehmigung der zuständigen Preisbehörde angehoben werden.
Der Preisstopp gilt grundsätzlich auch für die *Sondervertragspreise*. In Verträgen mit einer Laufzeit von mindestens 6 Monaten dürfen Sondervertragspreise allerdings entsprechend den in der Verordnung VO PR 18/52 definierten Preisänderungsklauseln verändert werden. Danach sind Änderungen zulässig, sofern die Sondervertragspreise nur von Änderungen des Kohlepreises oder des Kohlepreises und Lohns beeinflußt werden.

Beispiel für eine Preisänderungsklausel:

$$P = P_0 \left(0{,}5 + 0{,}33 \frac{K}{K_0} + 0{,}17 \frac{L}{L_0}\right)$$

P_0 vertraglicher Ausgangspreis, z. B. 7,0 Pf/kWh
K_0 Basis-Kohlepreis
L_0 Basis-Lohn
K, L aktuelle Kohlepreise und Löhne

9.7 Blindstromabrechnung

Neben den bisherigen Preisbestandteilen für die tatsächlich bezogene Energie und die vorgehaltene Leistung kann das EVU auch den Blindstrom berechnen.
Bei der *direkten Blindstromberechnung* wird derjenige Blindstromanteil, der über eine gewisse Freigrenze hinausgeht, mit einem geringen Blindstromarbeitspreis in Rechnung gestellt. Ein vertraglich geforderter Leistungsfaktor $\cos\varphi$ von 0,9 entspricht z. B. einem zulässigen Blindstromanteil von rd. 50 %, bezogen auf die zeitgleich abgenommene Wirkstrommenge.
Bei der *indirekten Blindstromberechnung* geht ein hoher Blindstromanteil und damit schlechter Leistungsfaktor $\cos\varphi$ insofern in die Berechnung ein, als der Leistungspreis für die Scheinleistung (in kVA) berechnet wird. Eine derartige Berechnung des Blindstroms ist verständlich, da die Höhe des Blindstromanteils ebenfalls die Auslegung der Versorgungsanlagen beeinflußt und daher Kosten verursacht.

9.8 Beispiel einer Energiepreisberechnung nach Sondervertragsregelungen

Vertraglich bereitgestellte Leistung	P_a
Beanspruchte Höchstleistung	P_{max}
Wirkarbeitsmenge	
am Tage	A_t
nachts	A_n
Zonen-Leistungspreis	$g_1, g_2 \dots g_m$ DM/kW
Zonen-Arbeitspreis	
am Tage gezont	$a_1, a_2 \dots a_t$ DM/kWh
nachts	a_n DM/kWh

Die wichtigsten Vertragspunkte sind:
Für jedes in Anspruch genommene kW der Jahreshöchstleistung P_{max} ist ein Leistungspreis jährlich von g_1 bis g_m zu bezahlen. Als Jahreshöchstleistung gilt der Mittelwert der drei höchsten Monatshöchstleistungen des Abrechnungsjahres. Als Monatshöchstleistung gilt die höchste innerhalb eines Kalendermonats während einer Dauer von 15 Minuten gemes-

sene Leistung. Der Jahresleistungspreis ist mindestens für 60 % der vertraglich bereitgestellten Leistung zu zahlen.
Für die entnommene Wirkarbeit am Tage ist ein Arbeitspreis a_1 bis a_t zu zahlen, in der Nacht ein Preis a_n.
Ermittlung des *Durchschnittsenergiepreises* e_p (Pf/kWh):
Nach dem Energielieferungsvertrag ist zunächst ein *Leistungspreisbetrag* G zu zahlen:
Zum Beispiel:

$$P_{max} > 0{,}6\, P_a \rightarrow G = g_1 \cdot P_{max\,1} + g_2 \cdot P_{max\,2} + g_3 \cdot P_{max\,3}$$

mit

$$P_{max\,1} + P_{max\,2} + P_{max\,3} = P_{max}.$$

Ferner sind *Arbeitspreise* zu bezahlen.

1. Für die Energieabnahme am Tage:

$$K_t = a_1 \cdot A_1 + a_2 \cdot A_2 + a_3 \cdot A_3$$

mit

$$A_1 + A_2 + A_3 = A_t.$$

2. Für Energieabnahme des Nachts:

$$K_n = a_n \cdot A_n.$$

Als durchschnittlicher Energiepreis ergibt sich dann

$$e_p = \frac{G + K_t + K_n}{A_t + A_n} = \frac{G + a_1 \cdot A_1 + a_2 \cdot A_2 + a_3 A_3 + a_n A_n}{A_t + A_n}$$

Da die Benutzungsdauer mit

$$T_m = \frac{A_t + A_n}{P_{max}}$$

definiert werden kann, ergibt sich:

$$e_p = \frac{G}{T_m \cdot P_{max}} + \frac{a_1 A_1 + a_2 A_2 + a_3 A_3 + a_n A_n}{A_t + A_n}.$$

Sonderfall:

Falls nur ein einheitlicher, ungezonter Leistungspreis berechnet wird, so daß

$$G = g \cdot P_{max},$$

kann der Leistungspreisanteil am Durchschnittspreis direkt aus dem Leistungspreis ermittelt werden und dem Arbeitspreis (-anteil) zugeschlagen werden:

$$e_p = \frac{g}{T_m} + \frac{a_1 A_1 + a_2 A_2 + a_3 A_3 + a_n A_n}{A_t + A_n}.$$

10 Verträge in der elektrischen Energiewirtschaft

10.1 Einleitung

Die Versorgung mit elektrischer Energie sowohl ganzer Gebiete als auch der verschiedenen Endverbraucher (privater und gewerblicher) schafft eine Vielzahl rechtlicher Beziehungen zwischen Energieerzeugern (EVU), Verbrauchern und Gemeinden. Diese Rechtsbeziehungen werden zwar durch privatrechtliche Verträge begründet und sind daher nach dem Bürgerlichen Gesetzbuch zu beurteilen. Die das bürgerliche Recht kennzeichnende Vertragsfreiheit (Privatautonomie) ist aber im Bereich der Energieversorgung erheblich eingeschränkt. Wie schon im Abschnitt 9 dargelegt, ist zwischen der Versorgung der Vielzahl der Abnehmer in Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft, die aus den Niederspannungsnetzen beliefert werden, und den Sondervertragskunden zu unterscheiden. Im Jahre 1935 wurde mit dem Erlaß des *Gesetzes zur Förderung der Energiewirtschaft* – Energiewirtschaftsgesetz (EnergG) vom 13.12.1935 – eine staatliche Energieaufsicht eingeführt. Nach § 6 dieses Gesetzes sind die EVU, die ein bestimmtes Gebiet versorgen, verpflichtet, allgemeine Bedingungen und allgemeine Tarifpreise öffentlich bekanntzugeben und zu diesen Bedingungen und Tarifpreisen jedermann an ihr Versorgungsnetz anzuschließen und zu versorgen. Die Belieferung nach den allgemeinen Bedingungen und Tarifpreisen bezieht sich auf die erstgenannten Abnehmer, die danach kurz als Tarifkunden bezeichnet werden.
In den Fällen, in denen sich Abnehmer nach der Art ihrer Versorgungsverhältnisse, insbesondere dem Umfang ihres Energiebedarfes, aus der Masse der Tarifkunden herausheben, werden Sonderbedingungen und Sonderpreise vereinbart. Bei dem Umfange des Energiebedarfes dieser Abnehmergruppe, die zum Unterschied als Sondervertragskunden bezeichnet werden, reicht im allgemeinen ein Anschluß an die Niederspannungsnetze nicht aus, vielmehr wird ein Anschluß an die Hoch- bzw. Mittelspannungsnetze der EVU erforderlich.

10.2 Sicherung des Versorgungsgebietes

Die allgemeine Anschluß- und Versorgungspflicht der EVU setzt nach dem Wortlaut der zitierten Gesetzesbestimmungen ein bestimmtes Versorgungsgebiet voraus, das dem betreffenden EVU gesichert ist. Diese Sicherung erfolgt einmal durch Demarkationsverträge und zum anderen durch Konzessionsverträge.

Demarkationsverträge sind Vereinbarungen zwischen einzelnen öffentlichen Versorgungsunternehmen, nach denen die Vertragspartner sich gegenseitig verpflichten, in dem Gebiet des anderen eine öffentliche Versorgung über feste Leitungswege zu unterlassen. Die rechtliche Auswirkung derartiger Demarkationsverträge bezieht sich grundsätzlich nur auf die Vertragspartner. Sie schließt nicht die Möglichkeit Dritter aus, seien es andere öffentliche Versorgungsunternehmen oder Besitzer industrieller Eigenerzeugungsanlagen, Energie in das Gebiet des einen, des anderen oder beider Partner zu liefern. Die monopolisierende Wirkung des Demarkationsvertrages kann durch Grenzmengen-Abkommen aufgelockert sein; diese sehen vor, daß von einer bestimmten Versorgungs-Leistung an nicht mehr das örtliche, sondern das überörtliche EVU zur Versorgung des Abnehmers zuständig ist.

Konzessionsverträge dagegen sind Vereinbarungen zwischen Versorgungsunternehmen und Gebietskörperschaften, nämlich Landkreisen und Gemeinden, durch die sich letztere verpflichten, ausschließlich dem betreffenden Versorgungsunternehmen zu gestatten, ihr öffentliches Wegenetz und ihre sonstigen Grundstücke zur Verlegung und zum Betriebe von Leitungen und zur Errichtung von Transformatorenstationen zum Zwecke der öffentlichen Energieversorgung zu benutzen. Das Versorgungsunternehmen verpflichtet sich seinerseits, alle Einwohner der Gebietskörperschaft nach seinen allgemeinen Bedingungen und den allgemeinen Tarifpreisen an sein Versorgungsnetz anzuschließen und zu versorgen.

In der Regel hat es ferner eine Konzessionsabgabe zu entrichten, die sich nach den Roheinnahmen berechnet und – nach Gemeindegrößenklassen gestaffelt – für Tarifkunden bis zu 20 % und für Sondervertragskunden bis zu 1,5 % der Stromrechnung betragen darf.

Der Konzessionsvertrag schließt die Führung von Leitungen anderer Unternehmen zum Zwecke einer Energielieferung durch diese in dem Gebiet der Gebietskörperschaft aus. Zusammen mit den Demarkationsverträgen ist daher den Versorgungsunternehmen in ihrem jeweiligen Versorgungsgebiet eine Monopolstellung gesichert. Diese benötigen die EVU, um die allgemeine Anschluß- und Versorgungspflicht nach § 6 EnergG erfüllen zu können, da der Kostenaufwand für Erstellung und Vorhaltung der für eine ausreichende und sichere Versorgung notwendigen Übertragungsanlagen wirtschaftlich nur dann vertretbar ist, wenn die Energielieferungsmöglichkeit durch andere Unternehmen ausgeschlossen wird. Die Sicherung der Investitionen der EVU setzt voraus, daß die Vereinbarungen über den Gebietsschutz langfristig getroffen werden. So haben die Konzessionsverträge meist eine Laufdauer von 25 Jahren. Sie können dabei auch Festlegungen über eine Übernahmemöglichkeit der Versorgungsanlagen durch die Gebietskörperschaft bei Ablauf und Nichterneuerung des Konzessionsvertrages enthalten.

Einzelne Gruppen von Sondervertragskunden haben die Möglichkeit, andere Energieträger wie Kohle, Gas oder Öl einzusetzen oder Eigenerzeugungsanlagen zu erstellen. Insoweit wird der fehlende unmittelbare Wettbewerb ersetzt (Substitutionswettbewerb). Darüber hinaus besteht die Aufsicht der Preisbehörde und das Eingriffsrecht der Kartellbehörden, das sowohl Tarifkunden als auch Sondervertragskunden vor einer mißbräuchlichen Ausnutzung der Monopolstellung der EVU schützt.

10.3 Vereinbarungen zwischen EVU und Tarifkunden

Grundlage der Verträge mit den Tarifkunden sind die allgemeinen Tarifpreise und allgemeinen Bedingungen, die nach § 6 EnergG von den EVU bekanntzugeben sind. Die allgemeinen Bedingungen, zu denen die EVU jedermann an ihr Versorgungsnetz anzuschließen und im Umfange der Anmeldung zu allgemeinen Tarifpreisen zu versorgen haben, sind durch die *Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden* (AVBEltV) v. 21. Juni 1979 (Bundesgesetzblatt I, 684) festgelegt.

Die Bestimmungen der AVBEltV sind Bestandteile des Versorgungsvertrages und lassen den EVU für seine nähere Ausgestaltung nur wenig Raum. Sie gelten auch dann, wenn der Abnehmer nicht förmlich zustimmt, da nach einer Klausel der AVBEltV der Versorgungsvertrag – auf der Grundlage der allgemeinen Bedingungen – auch dadurch zustande kommt, daß Elektrizität aus dem Versorgungsnetz entnommen wird.

Die allgemeinen Bedingungen regeln Art und Umfang der Versorgung; dabei bestimmen sie die Spannung und Frequenz, mit der etwa die Versorgung erfolgt, ohne Grenzwerte der Spannungs- und Frequenzabweichung festzulegen, da bei der Weitläufigkeit der Versorgungsanlagen genaue Grenzen nicht gewährleistet werden können. Sie verpflichten aber das EVU sicherzustellen, daß „übliche Verbrauchsgeräte einwandfrei betrieben werden können".

Das EVU ist von seiner Versorgungspflicht befreit, solange es durch Fälle höherer Gewalt oder durch sonstige Umstände, deren Beseitigung ihm wirtschaftlich nicht zugemutet werden kann, gehindert ist. Auch zur Vornahme betriebsnotwendiger Arbeiten oder zur Vermeidung eines drohenden Netzzusammenbruches darf es die Versorgung unterbrechen.

Die bis zum Inkrafttreten der AVBEltV geltenden AVB aus dem Jahre 1942 hatten die Haftung des EVU für Schäden, die der Abnehmer durch eine Versorgungsstörung erleidet, ausgeschlossen. Nunmehr haftet das EVU seinen Kunden grundsätzlich für Schäden, die es verschuldet hat. Um das Risiko, daß sich aus kleinstem Anlaß eine Vielzahl von Schadensfällen bei den einzelnen Kunden ergeben kann, in Grenzen zu halten, schließt die AVBEltV jedoch die Haftung für Bagatellschäden bis DM 30,-- aus, erlaubt dem EVU, sich von der Haftung für Sach- und Vermögensschäden durch den Nachweis zu befreien, daß es diese nicht vorsätzlich oder grob fahrlässig verursacht hat und begrenzt die Höhe der Ersatzansprüche für grob fahrlässig verursachte Schäden dieser Art und der im einzelnen Schadensfalle insgesamt zu leistenden Beträge.

Weitere Vorschriften der AVBEltV befassen sich mit dem Anlageneigentum des EVU und des Kunden. Die Eigentumsgrenze ist das Ende des Hausanschlusses an dem das EVU die Elektrizität zur Verfügung stellt, das ist die Hausanschlußsicherung, es sei denn, es wird eine andere Übergabestelle vereinbart. Die vor der Eigentumsgrenze liegenden Anlagenteile erstellt das EVU, die Herstellung der Anlage hinter dem Ende des Hausanschlusses und deren Unterhaltung ist – ausgenommen die Meßeinrichtungen – Angelegenheit des Abnehmers. Er darf damit nur bei einem EVU eingetragene Installateure beauftragen und nur Materialien und Geräte verwenden, die entsprechend dem gegebenen Stand der Sicherheitstechnik hergestellt sind.

Der Anschluß und die Inbetriebsetzung der Abnehmeranlage erfolgt durch das EVU. Dabei hat das EVU das Recht, die Abnehmeranlage auf technische Mängel zu überprüfen, um sich dadurch vor Rückwirkungen auf das eigene Netz zu schützen. Bei den an das Niederspannungsnetz angeschlossenen Anlagen übernimmt aber die Hausanschlußsicherung schon ausreichend diesen Schutz, sodaß die EVU heute weitgehend auf die Überprüfung der Abnehmeranlagen verzichten.
Der Anschlußnehmer hat dem EVU die Kosten für die Herstellung und auch für eine von ihm später veranlaßte Veränderung des Hausanschlusses zu erstatten. Die Hausanschlußkosten können pauschaliert in Rechnung gestellt werden. Das EVU kann auch einen Beitrag zu den notwendigen Kosten für die Erstellung oder Verstärkung von Verteilungsanlagen bis höchstens 30 kV verlangen (Baukostenzuschuß).
Der Abnehmer ist ferner in den Grenzen des ihm Zumutbaren verpflichtet, auf seinen Grundstücken die Anbringung von Anlagen des Nieder- und Mittelspannungsnetzes unentgeltlich zuzulassen, soweit diese der örtlichen Versorgung dienen.

10.4 Vereinbarungen zwischen EVU und Sondervertragskunden

Für den Anschluß und die Versorgung der Sondervertragskunden – das sind die Großabnehmer und die Betreiber von Eigenanlagen – gilt das Prinzip der *Vertragsfreiheit*, das jedoch durch öffentlich-rechtliche Vorschriften beschränkt wird.
Die 5. DVO zum EnergG bestimmt in Ausführung des § 6 III EnergG, unter welchen Voraussetzungen die Betreiber von Eigenanlagen im Niederspannungsnetz Zusatzversorgung zu Tarifbedingungen und Reserveversorgung zu tarifähnlichen Bedingungen als wirtschaftlich zumutbar verlangen können. Die Reserveversorgung muß den Bedarf für den gesamten Betrieb bzw. für einen geschlossenen Betriebsteil des Sondervertragskunden umfassen. Dieser muß einen angemessenen Leistungspreis zahlen, der vom tatsächlichen Verbrauch unabhängig ist. Zusatzversorgung ist nur zumutbar, wenn dem EVU die Versorgung von Energieverbrauchsanlagen ermöglicht wird, die von den Eigenanlagen des Verbrauchers völlig getrennt sind; ausgenommen sind jedoch insbesondere Wasserkraftanlagen und andere Anlagen zur rationellen Energienutzung, die auch parallel betrieben werden dürfen.
§ 26 II GWB (s. auch 10.6.3) verbietet den EVU als marktbeherrschenden Unternehmen die Diskriminierung einzelner Sondervertragskunden. Hieraus folgt im rechtlichen Ergebnis eine Pflicht der EVU zum Anschluß (Kontrahierungszwang) und zur Gleichbehandlung der vergleichbaren Sondervertragskunden. Abweichungen zum Vorteil oder zum Nachteil der Sondervertragskunden sind mit § 26 II GWB vereinbar, wenn die Abnehmerverhältnisse Besonderheiten aufweisen, die eine Abweichung rechtfertigen. Dem entspricht, daß die EVU für gleichwertige Sondervertragskunden standardisierte Versorgungsbedingungen und Tarife aufstellen, die den Inhalt des Energielieferungsvertrages bestimmen, wenn nichts Abweichendes vereinbart ist.

Bei Abschluß eines Bezugsvertrages sollten die folgenden Hauptpunkte, die sich sowohl in den allgemeinen Bedingungen als auch im Individualvertrag befinden können, eindeutig geregelt werden:

1. Zweck, Art und Umfang der Versorgung
2. Dauer, Abrechnungsjahr
3. Anschlußanlage (Übergabestelle)
4. Preise und Preisänderungsklauseln
5. Sonstige Vereinbarungen
6. Gerichtsstand, Schiedsgericht.

10.4.1 Zweck, Art und Umfang der Versorgung

Der Lieferer verpflichtet sich im Energielieferungsvertrag – unter Vorbehalt einer Freizeichnungsklausel –, für die im Vertrag zu benennende Verbraucheranlage eine bestimmte elektrische Leistung bereitzustellen und in diesem Rahmen elektrische Energie bestimmter Form, Spannung und Frequenz zu liefern.

10.4.2 Dauer, Abrechnungsjahr

Gewöhnlich dauert ein Sondervertrag 5–10 Jahre und sieht eine Kündigungsfrist von 12 Monaten vor. Unterbleibt die Kündigung, verlängert sich der Vertrag um einen im Vertrag zu bestimmenden Zeitraum.
Mit Rücksicht auf die verschiedenen Tarifbestimmungen, die sich teilweise auf einen Zeitraum von 12 Monaten beziehen (wie Jahresleistungspreis, Jahresabnahmemenge, Gewährleistung und anderes), ist es notwendig, das Abrechnungsjahr im Vertrag zu kennzeichnen. Eine Übereinstimmung mit dem Kalenderjahr ist nicht notwendig.

10.4.3 Anschlußanlage (Übergabestelle)

Eingehender Regelung bedürfen die rechtlichen Verhältnisse an den Stellen der Energieübergabe. Die genaue Kennzeichnung der Übergabestelle ist von Bedeutung, weil die Eigentumsrechte und die Pflichten des EVU zur Vorhaltung der Anschlußanlage an diesem Punkte enden. Die Ausstattung der Übergabestelle ist abhängig von der vereinbarten Leistung. Der Bezugsvertrag sollte daher genaue Angaben enthalten über die technische Ausstattung mit Trafostationen und Meßeinrichtungen, die Eigentumsverhältnisse an ihnen, die Kostentragungspflicht für erforderlich werdende Veränderungen und die Mitbenutzung von Gebäuden des Abnehmers durch das EVU.

10.4.4 Preise, Preisänderungsklauseln

Prinzipiell können die Energiepreise zwischen dem EVU und dem Sondervertragskunden frei vereinbart werden. Zu der öffentlich-rechtlichen Beschränkung dieser Vertragsgestaltungsfreiheit siehe 10.6.

Grundlage der Energiepreisberechnung sind bei der Mehrzahl der EVU Leistungs- und Arbeitspreis, die im Bezugsvertrag festgelegt werden. Dabei ist auch der Leistungsfaktor der Abnehmeranlage zu berücksichtigen, weil mit wachsender Inanspruchnahme durch motorische und andere induktive Verbrauchsanlagen die Erzeugung und Übertragung des erforderlichen Blindstromes ein besonderes Problem der öffentlichen Versorgung geworden ist.
Ein schlechter Leistungsfaktor verursacht höhere Übertragungsverluste und erfordert ggf. eine Verstärkung der Versorgungsanlage; vorzuziehen ist die Verbesserung des Leistungsfaktors z. B. durch Kompensation. Beide Maßnahmen verursachen Kosten, deren Verteilung im Bezugsvertrag festzulegen ist. Dabei sollte durch die Vertragsgestaltung ein Anreiz gegeben werden, den Leistungsfaktor zu verbessern. Für die Einbeziehung des Leistungsfaktors in die Leistungs- oder Arbeitspreisberechnung gibt es mehrere Verfahren (s. 9.7).

In Sonderverträgen mit mehr als sechs Monaten Laufzeit ist es preisrechtlich zulässig, Preisänderungsklauseln zu vereinbaren, welche die Änderung des Energiepreises von der Änderung des Kohlepreises oder des Kohlepreises und der Löhne abhängig machen. Dabei kommt es nicht darauf an, ob das EVU Kohle oder eine andere Energie einsetzt. Es empfiehlt sich, den Preis für Lieferung frei Kraftwerk vorzusehen, damit auch die schwankenden Transportkosten berücksichtigt werden. Die Schwäche solcher Klauseln besteht in der Nichtbeachtung anderer preisbeeinflussender Entwicklungen. Dies gilt z. B. insbesondere für die reine Kohleklausel, weil der gesteuerte Kohlepreis nicht mit der übrigen Preisentwicklung gleichläuft. Auch Erfolge der Rationalisierung werden von den Klauseln nicht erfaßt.

10.4.5 Sonstige Vereinbarungen

Üblicherweise wird eine Schriftformklausel (§ 127 BGB) vereinbart, so daß mündliche Nebenabreden der Gültigkeit entbehren. Bei langfristigen Verträgen kann sich die Vereinbarung einer Betriebsstillegungsklausel empfehlen. Sie erlaubt dem Abnehmer im Falle der Betriebsstillegung, sich aus dem Vertrag gegen eine Nachschußzahlung zu lösen, deren Höhe sich aus der Differenz zwischen dem auf Grund des langfristigen Vertrages gewährten – niedrigerem – Strompreis und dem für Verträge mit der tatsächlichen kürzeren Laufzeit vom EVU geforderten – höherem – Strompreis ergibt.

10.4.6 Gerichtsstand, Schiedsgericht

Als Gerichtsstand wird gewöhnlich der Sitz des Versorgungsunternehmens bestimmt. Es kommt auch der Sitz der Betriebsverwaltung in Betracht, wenn dies aus Gründen der Entfernung angemessen erscheint.
Um kostspielige und oftmals langwierige Gerichtsverfahren zu vermeiden, empfiehlt sich die Vereinbarung einer Schiedsgerichtsklausel, in der bestimmt wird, daß bei vorheriger Zustimmung beider Parteien das Schiedsgericht endgültig entscheidet. Durch die Ver-

einbarung einer Schiedsgerichtsklausel dürfen allerdings die Parteien sich nicht den Weg vor ein ordentliches Gericht versperren, denn es könnte sein, daß sich eine Partei in dem betreffenden Streitfall von vornherein nicht einem Schiedsspruch unterwerfen will.

10.5 Vereinbarungen zwischen Eigenerzeugern und Versorgungsunternehmen

Erzeugung elektrischer Energie auf dem Wege der Kraft-Wärme-Kopplung und durch Einsatz von Abfallbrennstoffen ist oft zu günstigen Kosten möglich und hilft, Primärenergie einzusparen. Um die Kostenvorteile zu nutzen, betreiben daher hierfür geeignete Industriezweige Eigenanlagen zur Deckung ihres Bedarfes an elektrischer Energie; sie sind aber auch daran interessiert, Überschußenergie in das öffentliche Netz einzuspeisen – sei es, um ihre Zweigbetriebe zu versorgen (sogenannte Durchleitung), sei es, um die Energie an die Versorgungsunternehmen zu verkaufen. Vor allem aus Gründen sparsamen Primärenergieeinsatzes kann sich empfehlen, Heizkraftwerke als Anlagen für die kombinierte Erzeugung von Dampf und elektrischer Energie einzurichten. Werden solche Anlagen nicht von den Versorgungsunternehmen selbst betrieben, sind die Betreiber darauf angewiesen, erzeugte elektrische Energie an ein Versorgungsunternehmen zu verkaufen.

Die Einspeisung in das öffentliche Netz unterliegt nach § 5 I EnergG als Aufnahme der Versorgung anderer mit Energie der Zulassungsaufsicht durch die Energieaufsichtsbehörde des jeweiligen Landes; zu prüfen ist neben der technischen und wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit des Unternehmens die energiewirtschaftliche Auswirkung der beabsichtigten Einspeisung.

Die Rechtsbeziehungen zwischen dem Elektrizitätserzeuger und dem abnehmenden EVU sind durch Vertrag zu regeln; die EVU unterliegen keiner unmittelbar durchsetzbaren Kontrahierungspflicht, da für Einspeisungsverträge der Grundsatz der Vertragsfreiheit gilt. Da die EVU jedoch nach der Präambel des EnergG dazu verpflichtet sind, alle Kräfte einzusetzen, um die Energieversorgung so sicher und so billig wie möglich zu gestalten, sind sie grundsätzlich gehalten, kosten- und energiesparend erzeugte elektrische Energie abzunehmen, vorausgesetzt, das Energieangebot ist an den Lastplan des EVU anpaßbar, die vereinbarte Leistung gewährleistet und der Preis günstig.

Die EVU hatten bislang sich wenig interessiert gezeigt, Überschußenergie abzunehmen. In der Reformdiskussion wurde immer wieder gefordert, die EVU zu verpflichten, den industriellen Eigenerzeugern freie Leitungskapazitäten zur „Durchleitung" elektrischer Energie zur Verfügung zu stellen. Vor dem Hintergrund sich abzeichnender Energieverknappung zeigen indes die Groß-EVU mehr Bereitschaft zur elektrizitätswirtschaftlichen Zusammenarbeit mit der Industrie und anderen Erzeugern elektrischer Energie als in früheren Jahren. Gelingt es, zu befriedigenden Vereinbarungen zu kommen, bleibt eine sondergesetzliche Regelung der Materie weiterhin entbehrlich, die ohnehin wegen der technischen und wirtschaftlichen Komplexitäten der Zusammenarbeit problematisch wäre.

Bei Einspeisungsverträgen, die ggf. korrespondierender Vereinbarungen über Zusatz- und Reserveversorgung des Energieerzeugers bedürfen, sind die bereits in 10.4 erörterten Punkte regelungsbedürftig. Im Interesse der Sicherheit der öffentlichen Versorgung sind ferner Vereinbarungen über die Anpassung der Einspeisung an den Lastplan des EVU, die

Installation und Unterhaltung der hierfür erforderlichen Regelungseinrichtungen und vorübergehende Unterbrechungen der Elektrizitätslieferung zu Zwecken der Revision und im Schadensfalle erforderlich.

10.6 Staatliche Aufsicht über die energiewirtschaftlichen Verträge

Die Verträge der EVU unterliegen einer preisrechtlichen, einer energierechtlichen und einer kartellrechtlichen Aufsicht.

10.6.1 Preisrechtliche Aufsicht

Grundlage für die preisrechtliche Aufsicht ist – mit einigen Modifikationen – das *Preisrecht von 1936/38*, so daß auch heute noch für die Energiepreise Stoppreise des Jahres 1936 als Höchstpreise gelten. Allerdings ist in der Nachkriegszeit der Preisstopp erheblich aufgelockert worden:
Grund- und Arbeitspreise der Haushaltsabnehmer und die Arbeitspreise der landwirtschaftlichen und gewerblichen Tarifkunden unterliegen noch dem Preisstopp. Erhöhungen dieser Preise bedürfen der Genehmigung der Preisbehörde, die nachprüft, ob dem EVU Mehrkosten entstehen, die die begehrte Ausnahmebewilligung zur Tariferhöhung rechtfertigen.
Im Bereich der Sondervertragskunden unterliegt zwar grundsätzlich das gesamte Entgelt dem Preisstopp; da aber die *Verordnung PR 18/52* vom 26. März 1952 (BAnz Nr. 62,1) die EVU zur Anpassung der Preise für elektrische Energie an die Entwicklung der Kohlepreise und der Löhne befugt, sind die Preise der Sondervertragskunden praktisch nicht mehr preisgebunden.

10.6.2 Energierechtliche Aufsicht

Die energierechtliche Aufsicht ist im EnergG geregelt. Anders als die kostenorientierte Preisaufsicht dient sie dem energiewirtschaftspolitischen Ziel einer möglichst ausreichenden, sicheren und preisgünstigen Energieversorgung. Daher ermächtigt – der durch das AGB-Gesetz neu gefaßte – § 7 EnergG den Bundesminister für Wirtschaft, durch Rechtsverordnung die allgemeinen Bedingungen und die allgemeinen Tarife der EVU „ausgewogen" zu gestalten.
Die *Verordnung über allgemeine Tarife für die Versorgung mit Elektrizität* (BTO Elektrizität) vom 26. November 1971 (BGBl 1865, i.d.F. v. 30.1.1980, BGBl 122) steckt für die Tarifgebarung der EVU einen Rahmen ab; sie verpflichtet die EVU für die Versorgung mit Niederspannung nach näher bestimmten Grundsätzen auszugestaltende Tarife anzubieten, die zusammen ein ausgewogenes Tarifsystem bilden sollen. Dazu gehört unter anderem die Aufgliederung der Tarife in Bereitstellungs-, Verrechnungs- und Arbeitspreis, um den Tarifkunden die von ihnen verursachten Kosten möglichst genau zuzuordnen sowie die Festsetzung von Höchstpreisen für die bezogene Arbeit, um die Energiepreise zu vereinheitlichen und wirtschaftlich zu gestalten.

Ferner nimmt die BTO Einfluß auf die Berechnung der Energiepreise der Liefer-EVU, um sicherzustellen, daß die Verteiler-EVU ihre Versorgungspflicht im Tarifrahmen der BTO erfüllen können. Die BTO begnügt sich dabei aber mit relativen Maßstäben, deren Konkretisierung aus der Preisgestaltung der EVU selbst, nicht zuletzt auch im Verhältnis zu den Sondervertragskunden folgt.
Nach näherer Regelung des § 13 BTO, § 7 EnergG kann die Energieaufsichtsbehörde die EVU zur Erfüllung ihrer Pflichten anhalten und auch in die Vertragsgestaltung eingreifen.

In den verfassungsrechtlich näher definierten Notstandsfällen befugt die *Elektrizitätslastverteilungs-Verordnung* – EltlastV – vom 21. Juli 1976 (BGBl 1833) den Bundesminister für Wirtschaft und die obersten Wirtschaftsbehörden der Länder zu weitgreifenden Bewirtschaftungsmaßnahmen, auch zu Eingriffen in bestehende Elektrizitätslieferungsverträge.

10.6.3 Aufsicht nach dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen

Von zunehmender praktischer Bedeutung – aber auch Gegenstand permanenter rechtspolitischer Diskussion – ist in den letzten Jahren die Aufsicht nach dem *Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen* (GWB) vom 27. Juli 1957 geworden. Das GWB verbietet grundsätzlich wettbewerbsbeschränkende Vereinbarungen (§§ 1, 15, 18 und 26 GWB). Mit Rücksicht auf die wirtschaftlichen Besonderheiten der Energieversorgung werden Demarkations- und Konzessionsverträge der EVU von diesem Verbot ausgenommen (§ 103 Abs. 1 Nr. 1 und 2, GWB).
Wenn die Versorgungsunternehmen ihre mit diesen Verträgen begründete Marktposition mißbrauchen, haben die Kartellbehörden jedoch einzugreifen; sie können den beteiligten Unternehmen aufgeben, einen beanstandeten Mißbrauch abzustellen und Verträge zu ändern; Verträge können auch für unwirksam erklärt werden (§ 104 GWB).
Diese kartellrechtlichen Maßnahmen bezwecken, die EVU zu veranlassen, notfalls zu zwingen, sich – insbesondere in der Preisgestaltung – so zu verhalten, als ob sie dem Wettbewerbsdruck ausgesetzt wären. Die Kartellämter können aber immer nur bei Mißbrauch eingreifen. Das ist z.B. der Fall, wenn ein EVU von Sondervertragskunden trotz gleicher Abnahmegegebenheiten ohne sachlich gerechtfertigten Grund unterschiedliche Preise verlangen sollte. Ein Mißbrauch im Sinne des § 104 GWB liegt auch dann vor, wenn ein örtliches EVU höhere Energiepreise fordert als das regionale Versorgungsunternehmen, von dem es die elektrische Energie bezieht,und wenn dieses regionale Unternehmen oder ein anderes EVU in der Lage wären, die Versorgung zu ihren niedrigeren Preisen auch im Gebiet des örtlich zuständigen EVU zu übernehmen. Ob diese Voraussetzungen gegeben sind, insbesondere ob die Abnahmegegebenheiten der Sondervertragskunden und ob Versorgungsgebiete vergleichbar sind, bedarf von Fall zu Fall sorgfältiger Untersuchung (vgl. Entschließung der Kartellreferenten des Bundes und der Länder vom 10./11. Juni 1965 – sog. Vertikalentschließung – und vom 16./17. November 1967 – sog. Horizontalentschließung –).
Dem Kartellgesetz im nationalen Bereich entspricht der Artikel 85 des EWG-Vertrages für den Raum der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft. Auch diese – in der Bundesrepublik unmittelbar geltende – Norm verbietet Wettbewerbsverfälschungen und statuiert eine Mißbrauchsaufsicht.

11 Genehmigungsverfahren für den Kraftwerks- und Leitungsbau und Standortsicherung

11.1 Die wichtigsten Genehmigungsvorbehalte

Bau, Änderung, Inbetriebnahme und Stillegung von Energieanlagen unterliegen staatlicher Aufsicht auf Grund einer Vielzahl von Gesetzen, die Genehmigungsvorbehalte und Anzeigepflichten begründen; für die Errichtung eines Kernkraftwerkes sind z. B. je nach den besonderen technischen und örtlichen Gegebenheiten insgesamt zwischen 20–30 Genehmigungen erforderlich. Von besonderer Bedeutung sind die folgenden Genehmigungsvorbehalte.

11.1.1 Energiewirtschaftliche Aufsicht

Grundlage des Aufsichtsverfahrens ist das *Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft* – Energiewirtschaftsgesetz (EnergG) vom 13. Dezember 1935; durch die Maßnahmen nach dem EnergG soll die Energieversorgung „so sicher und billig wie möglich" gestaltet werden. Daher ist nach § 4 II EnergG Bau, Erneuerung, Erweiterung und Stillegung von Energieanlagen anzeigepflichtig und kann von der Energieaufsichtsbehörde beanstandet, erforderlichenfalls auch untersagt werden, wenn Gründe des Gemeinwohls es erfordern. Geprüft wird insbesondere die elektrotechnische Sicherheit und die energiewirtschaftliche Rationalität der Anlage sowie ihre Funktion im Versorgungsgebiet; die Prüfung kann sich aber auch auf Fragen der Primärenergiepolitik und der Finanzierung des Vorhabens erstrecken. Ob auch seine Vereinbarkeit mit Zielen der Raumordnung der energiewirtschaftlichen Aufsicht unterliegt, ist umstritten.
Zur Sicherung des Einsatzes von Steinkohle in der Elektrizitätswirtschaft und zur Verminderung der Abhängigkeit von Erdöleinfuhren bedarf die Errichtung von Heizölkraftwerken sowie der Einsatz von Heizöl als Brennstoff in Kraftwerken der Genehmigung, § 8 *Gesetz zur weiteren Sicherung des Einsatzes von Gemeinschaftskohle in der Elektrizitätswirtschaft* vom 13. Dezember 1974 i.d.F. vom 19. Dezember 1977 – Drittes Verstromungsgesetz; § 2 *Gesetz zur Sicherung des Steinkohleeinsatzes in der Elektrizitätswirtschaft* vom 5. September 1966 i.d.F. vom 19. Dezember 1977 – Zweites Verstromungsgesetz.

11.1.2 Immissionsschutzrechtliche Genehmigung

Für konventionelle Wärmekraftwerke maßgeblich ist das Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (*Bundes-Immissionsschutzgesetz* – BImSchG) vom 15. März 1974. Das BImSchG soll die Umweltverträglichkeit und Ungefährlichkeit technischer Anlagen sicherstellen, von denen schädliche Umwelteinwirkungen oder sonstige Gefahren und Belastungen ausgehen können; es soll ferner dem Entstehen schädlicher Umwelteinwirkungen vorbeugen. Daher unterstellt § 4 I BImSchG die Errichtung und den Betrieb, § 15 BImSchG auch die wesentliche Änderung der in einer Rechtsverordnung der Bundesregierung katalogartig aufzuführenden Anlagen einer Genehmigungspflicht. Derzeit gilt die Verordnung über die genehmigungsbedürftigen Anlagen vom 14. Februar 1975, nach der zwar nicht die Erzeugung und Verteilung von Energie als solche, aber die Errichtung und der Betrieb von Feuerungsanlagen, Kühltürmen und Umspannanlagen von jeweils näher bestimmten Größen an genehmigungsbedürftig ist.
Die Genehmigung ist zu erteilen (gebundene Genehmigung), wenn sichergestellt ist, daß die dem Betreiber der Anlage nach § 5 BImSchG obliegenden Pflichten erfüllt werden. Im Genehmigungsverfahren ist insbesondere nachzuweisen, daß durch Errichtung und Betrieb der Anlage schädliche Umwelteinwirkungen, sonstige Gefahren, erhebliche Nachteile und erhebliche Belästigungen nicht hervorgerufen werden können. Dazu gehört vor allem, daß Emissionen nur in solchem Umfange abgegeben werden, daß diese allein oder zusammen mit den Emissionen anderer Emittenten keine schädlichen Umwelteinwirkungen hervorrufen. Darüber hinaus haben Großemittenten auch nachzuweisen, daß unabhängig von der Schädlichkeitsschwelle die dem Stand der Technik entsprechenden Maßnahmen zur Immissionsbegrenzung getroffen worden sind.
Das BImSchG formuliert seinen Umweltschutzauftrag in den einleitenden Bestimmungen recht deutlich, es legt den Großemittenten eine Pflicht zur Vorsorge gegen schädliche Umwelteinwirkungen nach dem jeweiligen Stand fortschrittlicher Technik auf und setzt damit eine Dynamik in Gang, von der ein erheblicher Beitrag zum Abbau von Umweltbelastungen erwartet wird, deren Zeitmaß, deren Umweltrelevanz und deren Auswirkungen auf die Produktionsbedingungen und Kosten einer Anlage das Gesetz jedoch offen läßt. Es kommt hinzu, daß die Bundesregierung von der Befugnis, durch Rechtsverordnung Grenzwerte für Emissionen verbindlich festzulegen, nicht Gebrauch gemacht hat. Sie hat jedoch die wesentlichen Grundsätze für die Erteilung der Genehmigung auf der Grundlage der Erkenntnisse und Erfahrungen der Fachleute und Wissenschaftler auf den verschiedensten Fachgebieten in einer Verwaltungsvorschrift, der *Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft* vom 8.9.1964, abgelöst durch die TA-Luft vom 4.9.1974, festgelegt, die u.a. Immissionsgrenzwerte und das Verfahren zur Ermittlung der SO_2-Grundbelastung enthält.
Zunächst war noch umstritten, ob im Einzelfalle zum Schutze der Umwelt – vor allem in Ballungsgebieten – strengere Anforderungen zu stellen sind als die TA-Luft vorsieht. Diese Rechtsunsicherheit erschwerte die Planung von Großanlagen und verzögerte z.B. das Genehmigungsverfahren für die Erweiterung des Kohlekraftwerks Voerde um Jahre.

Nachbarn hatten die erteilte Grundsatzerlaubnis und eine Teilgenehmigung vor dem Verwaltungsgericht angefochten, u. a. mit der Forderung, im Hinblick auf die Vorbelastung des Gebietes müßten strengere Anforderungen gestellt werden. Erst das Bundesverwaltungsgericht bestätigte in einer Entscheidung vom 17.2.1978 die Rechtmäßigkeit der erteilten Bescheide.

Das BVerwG hat in dieser grundlegenden Entscheidung klargestellt, daß die in der TA-Luft niedergelegten Immissionswerte als „antizipierte Sachverständigengutachten" der Entscheidung der Genehmigungsbehörde und der Gerichte zugrunde zu legen sind. Um die Genehmigungsvoraussetzungen weiter zu präzisieren, hat die Bundesregierung 1978 den Entwurf einer Novelle zum BImSchG verabschiedet. Sie nimmt Grundsätze dieser Entscheidung auf und bestimmt, daß der Schutz gegen Schadstoffe in der Luft sichergestellt ist, wenn die Grenzwerte der TA-Luft nicht überschritten werden. Strengere Anforderungen sind nach diesem Entwurf nur zu stellen, wenn im Einzelfalle empirisch nachgewiesen wird, daß trotz Einhaltung der Grenzwerte wegen besonderer Umstände des Einzelfalles Gefahren für die Gesundheit hervorgerufen werden. Um wenig belasteten Gebieten einen erhöhten Schutz zuteil werden zu lassen, sieht der Entwurf weitere Beschränkungen vor; um die Errichtung von Großanlagen zu ermöglichen – in Ballungsgebieten nicht völlig zu behindern –, können aber auch Ausnahmen zugelassen werden, wenn an der Genehmigung ein überwiegendes öffentliches, vorwiegend beschäftigungs- und energiepolitisches Interesse besteht. Die Elektrizitätswirtschaft hat Sorge, daß die neuerliche Verschärfung des Umweltschutzes und die erforderlich werdenden Güterabwägungen zwischen Umwelt- und Wirtschaftspolitik neue Investitionshemmnisse auslösen wird.

Nach § 13 BImSchG schließt die Genehmigung alle anderen die Anlage betreffenden behördlichen Entscheidungen ein. Daher ist im Genehmigungsverfahren auch zu prüfen die Vereinbarkeit des Vorhabens mit dem Bauordnungs- und dem Bauplanungsrecht, d. h. die Standfestigkeit und Sicherheit der Gebäude und die Vereinbarkeit des Vorhabens mit den Festsetzungen des Bebauungsplanes, mit natur- und landschaftsschutzrechtlichen Vorschriften und den Sicherheitsvorschriften, die für Dampfkessel in der *Dampfkesselverordnung* vom 8.9.1965 festgelegt sind.

Durch die Konzentration der Entscheidungszuständigkeit bei einer Behörde – welche das ist, bestimmt das Landesrecht – wird die umfassende Prüfung des Projekts auf Grund aller öffentlich-rechtlichen Vorschriften sichergestellt, wobei die Stellungnahme der anderen Behörden beizuholen ist. Zugleich wird dem Antragsteller die Last der Antragstellung bei einer Vielzahl von Behörden abgenommen.

Von der Konzentrationswirkung nicht erfaßt sind die Entscheidungen auf Grund wasserrechtlicher Vorschriften; daher wird z. B. über die Erlaubnis zur Entnahme und Rückleitung von Kühlwasser in einem besonderen wasserrechtlichen Verfahren entschieden. Entsprechendes gilt für atomrechtliche und bergrechtliche Entscheidungen sowie förmliche Zustimmungen anderer Behörden, wie sie z. B. in dem Straßengesetz, dem Luftverkehrsgesetz und in den Natur- und Landschaftsschutzgesetzen vorgesehen sind. Auch das Beanstandungs- und Untersagungsrecht der Energieaufsichtsbehörde (s. 11.1.1) bleibt unberührt.

Nach § 8 BImSchG kann der Antragsteller zunächst nur eine Teilgenehmigung beantragen, um z. B. schon mit den Erdarbeiten oder der Errichtung von Anlageteilen beginnen zu können, obwohl die Detailplanung der Gesamtanlage noch nicht abgeschlossen ist oder noch zeitaufwendige Einzelnachweise der Umweltverträglichkeit der Anlage zu erbringen sind. Die Genehmigungsbehörde ist befugt, aber nicht verpflichtet, die Teilgenehmigung zu erteilen, wenn für den betreffenden Teil der Anlage die Genehmigungsvoraussetzungen vorliegen und eine vorläufige Prüfung ergibt, daß auch für die gesamte Anlage, spätestens, wenn über die abschließende Genehmigung zu entscheiden ist, die Genehmigungsvoraussetzungen vorliegen. Daher ist z. B. bei der Teilgenehmigung für Erdarbeiten nicht nur zu prüfen, ob gegen den Standort Bedenken bestehen, sondern auch, ob das Gesamtkonzept der Anlage grundsätzlich genehmigungsfähig ist.
Ist die Teilgenehmigung bestandskräftig erteilt, bindet sie in ihrem Regelungsumfang die Genehmigungsbehörde; das Risiko, daß die Anlage insgesamt nicht genehmigungsfähig ist – z. B. weil neue Tatsachen bekannt werden, die das Ergebnis der vorläufigen Prüfung in Frage stellen oder weil noch ausstehende Einzelnachweise nicht erbracht werden können – trägt jedoch der Antragsteller.
Nach § 9 BImSchG kann der Antragsteller die Erteilung eines Vorbescheides beantragen, um die Entscheidung über einzelne Genehmigungsvoraussetzungen herbeizuführen, z. B. über Art und Maß der zulässigen Bebauung eines Grundstückes.
Der Vorbescheid begründet noch kein Recht auf Errichtung der Anlage, aber er bindet je nach seinem Inhalt die Genehmigungsbehörde für das weitere Genehmigungsverfahren und nimmt insoweit die Entscheidung über das Vorliegen von Genehmigungsvoraussetzungen vorweg. Daher können auch schon für die Erteilung des Vorbescheides umfängliche Prüfungen erforderlich werden.
Genehmigungen und Vorbescheide können mit Auflagen und Bedingungen verknüpft werden. Weitere Einzelheiten des Genehmigungsverfahrens sind durch die Neunte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Grundsätze des Genehmigungsverfahrens) – 9. BImSchV vom 18.2.1977 geregelt. Die Verordnung enthält neben detaillierten Anforderungen an die Antragsunterlagen auch Vorschriften über die Auslegung des Antrags und der Unterlagen zur Einsicht für jedermann, die Beteiligung Dritter am Genehmigungsverfahren und die Durchführung des Erörterungstermines, an dem alle teilnehmen können, die Einwendungen erhoben haben.
Kleinere Vorhaben werden in einem einfacheren Verfahren, in dem vor allem die kosten- und zeitaufwendige Auslegung entfällt, geprüft und genehmigt.

11.1.3 Atomrechtliche Genehmigung

Für Kernkraftwerke maßgeblich ist das *Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren* (AtomG) vom 23. Dezember 1959, neu bekanntgemacht mit Bekanntmachung vom 31.10.1976. Das AtomG soll die Nutzung der Kernenergie für friedliche Zwecke ermöglichen, das Gefährdungspotential der neuen Technologie aber durch Sicherheitsvorkehrungen so auffangen, daß das nicht vermeidbare Restrisiko zumutbar gering bleibt. Es begnügt sich daher nicht, wie das Polizeirecht

und auch die Gewerbeordnung und das BImSchG Gefahren nach dem Maß empirischer Erfahrungen abzuwehren, sondern fordert Vorsorge gegen Strahlenbelastungen und gegen sonstige Gefahren nach dem Stand von Wissenschaft und Technik. Daher unterwirft § 7 AtomG die Errichtung von Kernkraftwerken und anderen atomaren Anlagen einer Genehmigungspflicht, den Bauvorgang einer sogenannten projektbegleitenden Kontrolle, die Betriebsaufnahme und die Stillegung weiterer Genehmigungen und den Betrieb einer laufenden Aufsicht. In der Regel werden zunächst nur Teilerrichtungsgenehmigungen erteilt, die auch oft mit Auflagen und Bedingungen verknüpft werden, um noch während des Genehmigungsverfahrens und des Baues eine Anpassung der Anlage, insbesondere der Sicherheitsvorkehrungen, an den neuesten Stand der wissenschaftlichen und technischen Entwicklung zu ermöglichen. Es können daher immer wieder Umplanungen und Umrüstungen erforderlich werden. Bis zu welcher Grenze in einem solchen projektbegleitenden Genehmigungsverfahren nachträgliche Anforderungen gestellt werden dürfen, ist noch nicht hinreichend geklärt.

§ 7 AtomG begründet – anders als § 4 BImSchG – keinen Anspruch auf Erteilung der Genehmigung bei Vorliegen der Genehmigungsvoraussetzungen, sondern regelt nur, unter welchen Voraussetzungen eine Genehmigung erteilt werden darf. Dazu gehört neben der Zuverlässigkeit des Antragstellers und der Deckungsvorsorge für die Erfüllung gesetzlicher Schadensersatzpflichten der Nachweis der Vorsorge gegen atomare Schäden nach dem Stand von Wissenschaft und Technik, des Schutzes gegen Störmaßnahmen, der Eignung des Standortes im Hinblick auf die Reinhaltung von Wasser, Luft und Boden und der Vorsorge für die Entsorgung.

Die *Strahlenschutzverordnung* vom 13.10.1976 legt Grenzwerte für die Ableitung von radioaktiven Stoffen in Luft und Wasser fest, die aber nur relative Bedeutung haben, da § 28 der VO den Betreiber verpflichtet, jede Strahlenexposition unter Beachtung des Standes von Wissenschaft und Technik auch unterhalb der Grenzwerte so gering wie möglich zu halten. § 28 bestimmt ferner, daß Kernkraftwerke so zu planen sind, daß auch im ungünstigsten Störfall bestimmte Grenzwerte nicht überschritten werden. Weitere Planungsgrundsätze für sicherheitstechnische Anforderungen an Kernkraftwerke hat der Bundesminister des Innern im Wege einer die Aufsichtsbehörden der Länder bindenden Verwaltungsvorschrift festgelegt, der *Bekanntmachung von Sicherheitskriterien für Kernkraftwerke* vom 1.4.1977. Die Bundesregierung hat weitere Gesetzesinitiativen angekündigt, um die Genehmigungsvoraussetzungen, u.a. auch den Begriff „nach dem Stand von Wissenschaft und Technik erforderliche Vorsorge gegen Schäden" zu präzisieren und die Bauartzulassung für Komponenten von kerntechnischen Anlagen zu ermöglichen.

Dem Antragsteller obliegt im Genehmigungsverfahren eine über das in entsprechenden Verfahren übliche Maß hinausgehende Mitwirkungspflicht. Er hat insbesondere mit den Projektunterlagen und Plänen einen Sicherheitsbericht vorzulegen, in dem analysiert und nachgewiesen ist, daß alle erkennbaren und theoretisch denkbaren Störfälle durch Schutzmaßnahmen und Sicherheitseinrichtungen entweder verhindert oder so eingegrenzt werden, daß sie keine schädlichen Auswirkungen haben. Diesen Anlaysen sind extreme Lastannahmen und Grenzbetrachtungen zugrunde zu legen, die von der Genehmigungsbehörde vorgegeben werden. Sie erläutert und rechtfertigt sie auf der Grundlage einer „Sicher-

heitsphilosophie", die der Abschätzung des Risikos dient. Dabei wird entweder danach gefragt, welche Störfallannahmen und welche Verknüpfung von Störfallannahmen als „glaubhaft" in das Sicherheitskonzept einzustellen sind und welche Annahmen als „unglaubhaft" vernachlässigt werden können, oder es werden quantifizierende Zufalls- und Wahrscheinlichkeitsberechnungen angestellt.

Der Ablauf des Genehmigungsverfahrens ist des näheren in der *atomrechtlichen Verfahrensverordnung* vom 18.2.1977 geregelt, die wie das Genehmigungsverfahren nach dem BImSchG die Beteiligung Dritter und die Durchführung eines Erörterungstermines vorsieht. Da die Länder das AtomG im Auftrage des Bundes ausführen, unterstehen die Genehmigungsbehörden der Rechts- und Fachaufsicht des zuständigen Bundesministers. Da der Minister von seiner Befugnis, im Einzelfalle der Landesbehörde Weisungen zu erteilen, bei der Genehmigung von Kernkraftwerken in aller Regel Gebrauch macht, entsteht praktisch kein Kernkraftwerk ohne Mitwirkung des Bundesministers. Eine wesentliche Bedeutung hat auch die beratende Mitwirkung von Sachverständigen und Sachverständigengremien. Die Technischen Überwachungsvereine der Länder haben zu diesem Zweck eigene große Kernenergieabteilungen aufgebaut und unterhalten gemeinsam das Institut für Reaktorsicherheit. Dem Bundesminsiter ist als unabhängiges Sachverständigengremium die Deutsche Reaktor-Sicherheitskommission zugeordnet. Er zieht auch das Institut für Reaktorsicherheit heran.

Da das Genehmigungsverfahren sowohl der Gefahrenabwehr als auch der Gefahrenvorsorge dient, Antragsteller, Genehmigungsbehörde und Sachverständige daher zusammenwirken müssen, um die Sicherheitsauslegung der Anlage nach dem jeweiligen Stand von Wissenschaft und Technik ohne Rücksicht auf Kosten, Bauzeit und technischen Wirkungsgrad der Anlage zu optimieren, ist der Prüfungsaufwand auch von erheblicher wirtschaftlicher Bedeutung. Die Kosten des Verfahrens haben, wegen der Kosten für Gutachter und für Spezialuntersuchungen, die Größenordnung von 50 Millionen DM erreicht; weitere erhebliche Kosten können entstehen, wenn Umplanung und Umrüstung erforderlich werden, weil zwischen Antragstellung und Genehmigung bzw. Teilgenehmigung der Stand von Wissenschaft und Technik sich fortentwickelt hat oder die Genehmigungsbehörde ihre Sicherheitsphilosphie ändert und aus einem dieser Gründe eine Änderung der Anlage verlangt werden darf. Die Notwendigkeit zur Anpassung an sich ändernde und sich verschärfende Sicherheitsanforderungen ist – neben den Nachbarklagen (s. 9.2) – eine wesentliche Ursache für die kostenintensiven Verzögerungen bei der Errichtung von Kernkraftwerken.

Gegenstand der atomrechtlichen Genehmigung ist die Anlage im Sinne des § 7 I AtomG. Grundsätzlich erfaßt daher die Genehmigung nur den nuklearen Teil, insbesondere den Reaktor, aber auch die nichtnuklearen Teile der Anlage, soweit sie insbesondere als Sicherheitsvorkehrungen wesentliche Bestandteile sind. Die Abgrenzung im einzelnen ist noch nicht geklärt.

Da das AtomG an der Zuständigkeit anderer Behörden nichts hat ändern wollen, bedürfen aber jedenfalls die nichtnuklearen Bestandteile der Anlage besonderer Genehmigungen nach den Vorschriften etwa des Immissionsschutz-, Bauordnungs-, Bauplanungs- und Wasserrechts. Eine Entscheidungskonzentration kann nur auf Grund besonderer landesrecht-

licher Vorschriften herbeigeführt werden; so sieht etwa die Bauordnung von Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg vor, daß die atomrechtliche Genehmigung auch die Baugenehmigung umschließt.

11.2 Rechtsschutz und Probleme der Nachbarklage

Art 19 IV *Grundgesetz* (GG) gewährleistet jedermann, der durch die öffentliche Gewalt in seinen Rechten verletzt worden ist, Rechtsschutz durch unabhängige Gerichte. Daher kann – nach näherer Regelung der *Verwaltungsgerichtsordnung* vom 21. Januar 1960 – der Antragsteller, dem eine Genehmigung versagt worden ist, auf die er einen Anspruch hat, das Verwaltungsgericht anrufen. Er kann z. B. auch die einer Genehmigung beigefügte Auflage anfechten, wenn er behaupten kann, daß diese übermäßig oder aus anderen Gründen rechtswidrig ist. In der Regel hat er zuvor bei der zuständigen Behörde Widerspruch einzulegen. Er wird freilich auch abwägen müssen, ob es im Hinblick auf die mit einem Verwaltungsstreitverfahren verbundenen Bauverzögerungen und das Prozeßrisiko wirtschaftlich vernünftiger ist, die Auflage hinzunehmen.
Auch ein Dritter kann durch eine dem Antragsteller erteilte Genehmigung in seinen Rechten verletzt sein (Verwaltungsakte mit Doppelwirkung). Wesentliche Genehmigungsvoraussetzungen des § 5 BImSchG und des § 7 AtomG dienen dem Schutze des Nachbarn und begründen für ihn ein Recht auf Einhaltung. Daher kann ein – von der Rechtsprechung weit gezogener – Kreis Dritter auch Genehmigungen, die nach § 4 BImSchG oder § 7 AtomG erteilt worden sind, ggf. nach vergeblicher Einlegung von Widerspruch vor den Verwaltungsgerichten anfechten, wenn sie eine mögliche Verletzung ihrer nachbarrechtlichen Schutzrechte geltend machen können. Vereinzelt haben die Gerichte die Klagebefugnis von Personen anerkannt, die bis zu einer Entfernung von 100 km von dem geplanten Kernkraftwerk entfernt wohnen.
Zulässige Widersprüche und Anfechtungsklagen der Nachbarn in diesem Sinne haben aufschiebende Wirkung, so daß der Genehmigungsempfänger allein auf Grund der Klageerhebung vorläufig, d.h. bis zur rechtskräftigen Entscheidung des Verfahrens, von der Genehmigung keinen Gebrauch machen darf. Die Genehmigungsbehörde kann zwar die sofortige Vollziehung, d.h. die sofortige Wirksamkeit der Genehmigung aus Gründen des öffentlichen Wohls oder aus überwiegendem Privatinteresse des Genehmigungsempfängers anordnen und pflegt bei der Genehmigung von Kraftwerken auch hiervon Gebrauch zu machen. Aber die Gerichte können auf Antrag des Anfechtungsklägers in einem Zwischenverfahren die aufschiebende Wirkung der Klage wiederherstellen, § 80 Verwaltungsgerichtsordnung. Hiergegen wiederum kann Beschwerde beim Oberverwaltungsgericht eingelegt werden.

Da die Kläger ihre Rechtsmittel auszuschöpfen pflegen, ist es in den letzten Jahren zu einer Vielzahl von Aussetzungsverfahren gekommen, in denen höchst komplexe prozeß-, verwaltungs- und sicherheitsrechtliche Fragen zu entscheiden sind, ohne daß bereits endgültig über die Zulässigkeit des Vorhabens befunden werden kann. Oft halten die Verwaltungsgerichte umfängliche Beweiserhebungen durch Beiziehung von Sachverständigen für

erforderlich, so daß schon die Aussetzungsverfahren sich lang hinziehen können. Da nach aller Erfahrung es kein größeres Kraftwerk, jedenfalls kein Kernkraftwerk mehr geben wird, an dessen Genehmigungsverfahren die Gerichte nicht in mehreren Instanzen und mehrfach mitgewirkt haben, muß sich der Antragsteller darauf einrichten, daß das Genehmigungsverfahren für ein Großvorhaben 8–10 Jahre dauern kann und auch erhebliche Umplanungen erforderlich werden können. Das durch Gerichtsverfahren blockierte bzw. verzögerte Investitionsvolumen allein im Kernkraftwerksbereich wurde 1977 von der Bundesregierung mit 10 Milliarden DM beziffert.
Das Recht des durch eine Verwaltungsentscheidung mitbetroffenen Dritten, diese vor den Verwaltungsgerichten anzufechten, ist eine der Konsequenzen der vom GG gewährleisteten Rechtsstaatlichkeit unseres Gemeinwesens. Es ist daher nicht in Frage zu stellen, zumal die gerichtliche Kontrolle von Genehmigungen sich in Einzelfällen als notwendig erwiesen hat. Auf einem anderen Blatt steht, daß infolge der Unbestimmtheit der Genehmigungsvoraussetzungen, aber auch des besonderen Kontrolleifers einzelner Gerichte eine mit dem Rechtsstaatsgedanken schwerlich zu vereinbarende Rechtsunsicherheit entstanden ist; sie beeinträchtigt die Verwirklichkeit der Energiepolitik und kann auf weite Sicht die Sicherheit der Energieversorgung gefährden.
Um diesem Mißstand abzuhelfen, ist eine Präzisierung der Genehmigungsvoraussetzungen erforderlich; da im Interesse verbesserten Umweltschutzes nicht auf eine Anpassung der Genehmigungsvoraussetzungen an den Stand der fortschrittlichen Technik und im Interesse verbesserten Schutzes vor atomaren Gefahren und vor Strahlenbelastungen nicht auf Anpassung an den Stand von Wissenschaft und Technik verzichtet werden kann, stößt eine solche Präzisierung auf erhebliche rechtstechnische Schwierigkeiten; hierzu treten die politischen Implikationen des Zielkonfliktes zwischen Umweltschutz und wirtschaftlicher Entwicklung.

11.3 Standortsicherung

Die Initiative für die Suche nach und die Wahl von Standorten für Kraftwerke liegt grundsätzlich bei dem Betreiber. Ist ein nach seiner Auffassung geeigneter Standort gefunden, wird im Zusammenhang des immissionsrechtlichen oder atomrechtlichen Genehmigungsverfahrens auch darüber entschieden, ob das Kraftwerk an der vom Betreiber vorgesehenen Stelle errichtet werden darf. Dabei ist zu prüfen, ob überwiegende Interessen insbesondere im Hinblick auf die Reinhaltung des Wassers, der Luft und des Bodens entgegenstehen, ob das Vorhaben mit der vorhandenen Besiedlung, der Bebauungsplanung, ggf. mit den landschafts- und naturschutzrechtlichen Beschränkungen vereinbar ist. Bei Kernkraftwerken ist ferner durch eine Sicherheitsanalyse das Gefährdungspotential des Kernkraftwerkes für die Umgebung und die Beeinträchtigungen der Sicherheit des Kernkraftwerkes durch die Umgebung, z. B. durch chemische Fabriken oder Flugschneisen zu prüfen. Erforderlichenfalls sind die notwendigen Randbedingungen durch Erlaß oder Änderung von Bebauungsplänen oder durch Aufhebung von naturschutz-, landschaftsschutz- oder forstrechtlichen Beschränkungen zu setzen oder entsprechende Bewilligungen zu erteilen.

Die Belastung der Genehmigungsverfahren mit den mannigfachen Problemen der Standorteignung und die hierin begründeten Einspruchsrechte der Nachbarn verzögern die Genehmigungsverfahren erheblich; Verdichtung der Besiedlung, Verschärfung der sicherheits- und umweltschutzrechtlichen Vorschriften, nicht zuletzt aber die Sensibilisierung der Öffentlichkeit für Belange des Umweltschutzes und Aktivitäten der Kernkraftwerksgegner in Verbindung mit der Zurückhaltung vieler Gemeinden, die planungsrechtlichen Voraussetzungen für die Verwirklichung „ungeliebter" Großvorhaben zu schaffen, läßt den Spielraum der Unternehmensentscheidungen schrumpfen. Es wird befürchtet, daß auf diesem Wege nicht mehr die für den Kraftwerkszubau erforderlichen Standorte gefunden und gesichert werden können. Raumordnungspolitisch unbefriedigend ist, daß Alternativstandorte in einem solchen Verfahren überhaupt nicht zur Diskussion stehen.

Um diesen offenkundigen verfahrens- und planungsrechtlichen Mängeln abzuhelfen, fordert die Energiewirtschaft, die Standortentscheidung und die Entscheidung über die sicherheitstechnische Auslegung der Anlage zu trennen und für die Standortentscheidung ein besonderes Planfeststellungsverfahren einzuführen, in dem projektunabhängig über alle Standortfragen und die öffentlich-rechtlichen Belange potentiell betroffener Dritter verbindlich entschieden wird. Ein projektgebundenes Planfeststellungsverfahren hat die 4. Novelle zum AtomG vom 30.8.1976 für die Errichtung und den Betrieb sowie die wesentliche Änderung der Abfallendlager eingeführt (§ 9b I AtomG). Einzelne Länder haben zur Standortvorsorgeplanung für Großkraftwerke angesetzt. Nach den Landesplanungsgesetzen dieser Länder sind in den Raumordnungsprogrammen mit einem Zeithorizont von etwa 10 Jahren Standorte für Großkraftwerke, ggf. auch für andere technische Großvorhaben vorzusehen. In dem dieser Ausweisung vorhergehenden Planungsverfahren sind unter Beteiligung einer Vielzahl von Behörden, der berührten Gemeinden, der benachbarten Staaten und der betroffenen Bürger insbesondere zu prüfen der Abstand zu Wohnsiedlungsbereichen und zu vorhandener Bebauung, Emissionsschutz, Topographie, Geologie und Seismotektonik, äußere Erschließung, Wirtschaftsstruktur und Arbeitspotential sowie Kühlwasserversorgung, Netzanbindung, Lage zum Verbraucherschwerpunkt, Möglichkeit der Abwärmenutzung und Gefährdungspotential.

Die Ausweisung in den Raumordnungsplänen begründet kein Recht eines Betreibers auf Durchführung des ausgewiesenen Vorhabens oder auch nur eine verbindliche Feststellung seiner Zulässigkeit. Als „Ziel der Raumordnung und Landesplanung" verpflichtet eine solche Ausweisung aber die Genehmigungs- und Planungsbehörden auf kommunaler und regionaler Stufe; sie haben die ausgewiesenen Flächen, aber auch die benachbarten Bereiche von Nutzungen, vor allem von der Inanspruchnahme für bauliche Zwecke, freizuhalten, welche der Verwirklichung der Vorhaben entgegenstehen könnten und haben ihre Planungen diesen Festsetzungen anzupassen.

Auf diesem Wege werden mithin nur Standorte für eine eventuelle zukünftige Nutzung gesichert. Die verbindliche Entscheidung über ihre Nutzung bleibt den bereits dargestellten Genehmigungsverfahren vorbehalten. Es wird erwogen, durch Novellierung des Bundes-Raumordnungsgesetzes alle Länder zur Standortvorsorgeplanung zu verpflichten.

12 Funktion und Bilanz sowie Gewinn- und Verlustrechnung

Nach den in den vorangegangenen Kapiteln über die Vielfältigkeit der technischen Problemstellungen und Lösungsmöglichkeiten hinaus angestellten Betrachtungen in bezug auf Kosten- und Tariffragen ist die Ermittlung des Unternehmenserfolgs eines Energieversorgungsunternehmens im Rahmen einer periodischen Vermögens- und Erfolgsrechnung von wesentlicher Bedeutung. Neben der Geschäftsleitung, der eine solche Rechnung u. a. zur Kontrolle und Überwachung des Betriebsprozesses dient, besteht insbesondere seitens der Anteilseigner und Gläubiger, aber auch seitens anderer Gruppen der Öffentlichkeit ein berechtigtes Informationsbedürfnis im Hinblick auf die wirtschaftliche Leistung, Lage und Entwicklung eines Unternehmens. Aus diesem Grunde sind z. B. Aktiengesellschaften gesetzlich dazu verpflichtet, einen *Jahresabschluß* aufzustellen, der aus einer stichtagsbezogenen Vermögens- und Kapitalrechnung (Bilanz) sowie einer zeitraumbezogenen Aufwands- und Ertragsrechnung (Gewinn- und Verlustrechnung) besteht. Aufgabe des Jahresabschlusses ist es, im Rahmen bestimmter Bewertungsvorschriften" einen möglichst sicheren Einblick in die Vermögens- und Ertragslage der Gesellschaft" zu geben (§ 149 AktG).

Von der Systematik des Jahresabschlusses her werden Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung zu einem sich ergänzenden einheitlichen Rechenwerk zusammengefaßt. Ihre *Aufgabenstellung* ist dennoch verschieden: die Bilanz dient in erster Linie der *summarischen Ermittlung* des Jahreserfolgs, der *Gewinn- und Verlustrechnung* fällt dagegen – über die Erfolgsermittlung hinaus – die Aufgabe zu, das *Zustandekommen* dieses Erfolgs nach Art, Höhe und dessen Quellen zu *erklären.*

Die Bilanz im wirtschaftlichen Sprachgebrauch stellt eine kontenmäßige Gegenüberstellung von Aktiva und Passiva dar. Die Aktiva zeigen die Vermögenswerte, die erforderlich sind, um dem Unternehmenszweck gerecht werden zu können, die Passiva die eigenen und fremden Mittel (Eigen- und Fremdkapital), die zur Finanzierung dieser Vermögenswerte dienen. Unter dem Gesichtspunkt einer Kapitalflußrechnung geben die Passiva somit Auskunft über die Mittelherkunft (Kapitalquellen), die Aktiva über die Mittelverwendung (Investitionen).

Das formale Charakteristikum einer Bilanz ist ihre zahlenmäßige Ausgeglichenheit. Hat sich nach Ablauf einer Rechnungsperiode der Wert des Vermögens erhöht, was in der Bilanz auf der Aktivseite beispielsweise in Form von zusätzlichen Anlagegütern, höheren Warenvorräten, gestiegenen Forderungen aus Warenlieferungen und -leistungen sichtbar wird, ist auf der Passivseite dem Kapitalkonto – bei ansonsten unveränderter Kapitalausstattung – ein Gewinn in genau der Höhe des Vermögenszuwachses hinzuzufügen. Bei einer Minderung des Vermögens ist umgekehrt ein entsprechender Verlust entstanden. Während die Bilanz den Erfolg einer Rechnungsperiode durch Vergleich zu Beginn und

zum Ende dieser Periode ermittelt, erscheint der Periodengewinn (-verlust) in der Gewinn- und Verlustrechnung als Saldo der Aufwendungen und Erträge. Da sich jede (erfolgswirksame) Wertänderung des Vermögens auch als Aufwand oder Ertrag darstellt, müssen beide Arten der Erfolgsbestimmung zwangsläufig zu dem gleichen Ergebnis führen. Im Gegensatz zur summarischen Erfolgsermittlung im Rahmen der Bilanz macht die Gewinn- und Verlustrechnung jedoch die einzelnen Entstehungsursachen des Erfolges deutlich; sie zeigt u. a. auf, ob das ausgewiesene Ergebnis dem regulären betrieblichen Umsatzprozeß zuzuschreiben ist, oder ob es aus außerordentlichen oder betriebsfremden Geschäftshandlungen resultiert. Sie gibt andererseits aber keinen Aufschluß darüber, welche Vermögenspositionen und wie sich diese geändert haben. Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung ergänzen sich daher gegenseitig.

Aus der Zusammensetzung von Vermögens- und Kapitalpositionen der Bilanz und deren Veränderung im Zeitablauf ergibt sich schließlich ein Bild der jeweiligen Finanzierungspraktiken, beispielsweise in welchem Umfang Anlage- und Umlaufvermögen durch eigene oder fremde Mittel gedeckt sind. Im Zeitvergleich lassen sich außerdem Änderungen im Finanzierungsgebaren des Unternehmens erkennen.

Inhalt und formale Gliederung des aktienrechtlichen Jahresabschlusses sind vom Gesetzgeber normativ festgelegt (§§ 148 ff. AktG). Diese Vorschriften dienen in erster Linie der Klarheit und Übersichtlichkeit von Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung. Die Gliederung der Bilanz folgt dabei im wesentlichen dem sogenannten Liquiditätsprinzip, wonach die einzelnen Vermögensteile der Aktiv-Seite nach dem Grad ihrer Liquidierbarkeit, die Passiv-Posten dagegen nach ihrer Fälligkeit (lang-, mittel- oder kurzfristig gebundenes Kapital) zu ordnen sind. Folgerichtig beginnt daher in der besonders anlageintensiven Energiewirtschaft die Gliederung der Aktiv-Seite mit den unbeweglichen Kapitalteilen (Sachanlagen und immaterielle Anlagewerte), die dazu bestimmt sind, dem eigenen Unternehmen unmittelbar und dauernd zu dienen. Finanzanlagen (Beteiligungen, Wertpapiere des Anlagevermögens und längerfristige Ausleihungen) sind dagegen in der Regel Geldinvestitionen in fremde Unternehmen; Verwendungszweck und Grundsatz der Bilanzklarheit gebieten daher ihren getrennten Ausweis in der Bilanz. Beim Umlaufvermögen wiederum handelt es sich um Vermögensgegenstände, die – im Gegensatz zum Anlagevermögen – üblicherweise zum Umsatz im Rahmen des normalen Betriebsprozesses vorgesehen sind (verfügbar gehalten werden). Bei der Gliederung der Passiv-Seite stehen neben dem vorerwähnten Fälligkeitsaspekt rechtliche Gesichtspunkte im Vordergrund. Dies führt zwangsläufig zu einer Aufteilung in Eigenkapital und Fremdkapital. Sinn dieser Gliederung nach Rechtsverhältnissen ist es, die rechtliche Form der Verbindlichkeiten eines Unternehmens sowie deren Fälligkeiten aufzuzeigen.

Das Eigenkapital steht dabei dem Unternehmen in der Regel für die gesamte Dauer der Unternehmenstätigkeit zur Verfügung, es kann infolgedessen überall eingesetzt werden und bedingt keine festen Rückzahlungstermine. Es begründet dadurch die finanzielle Sicherheit der Unternehmung und ist somit primärer Risikoträger. Zum Eigenkapital zählen insbesondere das Grundkapital sowie die gesetzlichen und offenen Rücklagen.

Fremdkapital dagegen ist dem Unternehmen von Dritten, in der Regel befristet zur Verfügung gestelltes Kapital, das demzufolge auch nur innerhalb dieser begrenzten Frist einsetzbar ist. Voraussetzung der Finanzierung mit Fremdkapital ist zudem eine ausreichen-

de Kreditwürdigkeit. Zum Fremdkapital gehören in erster Linie alle Verbindlichkeiten, im wirtschaftlichen Sinne aber ebenso die Rückstellungen, obwohl diese dem Unternehmen zum Teil (z. B. Pensionsrückstellungen) langfristig zu Finanzierungszwecken zur Verfügung stehen. Auch der Bilanzgewinn, soweit er zur Ausschüttung einer Dividende bestimmt ist, stellt in wirtschaftlicher Hinsicht eindeutig Fremdkapital dar. Darüberhinaus gibt es verschiedene Mischformen zwischen Eigen- und Fremdkapital (z. B. Sonderposten mit Rücklageanteil).

Die Aufgabe der Gewinn- und Verlustrechnung besteht – wie bereits erwähnt – darin, Aufwendungen und Erträge einer Rechnungsperiode gegeneinander aufzurechnen und – über den summarischen Erfolg hinaus – die einzelnen Erfolgskomponenten sichtbar zu machen. In der vom Gesetzgeber im Aktiengesetz 1965 vorgeschriebenen Staffelform (früher war auch die Kontoform zulässig) geht die Gewinn- und Verlustrechnung als reine Leistungsrechnung von der im Geschäftsjahr erzielten Gesamtleistung, die im wesentlichen auf den Umsatzerlösen beruht, aus. Die Gesamtleistung ist nicht identisch mit dem Gesamtertrag. Dieser enthält außer dem Betriebsertrag (Ertrag aus eigener Betriebstätigkeit) noch Erträge, die teils außerordentlicher Art oder betriebsfremd (neutral) sind, wie z. B. Erträge aus Finanzanlagen, die nicht dem eigenen Unternehmensziel dienen. Dem Gesamtertrag steht die Summe der Aufwendungen – wiederum betriebliche, außerbetriebliche und außerordentliche Aufwendungen – gegenüber. Die wichtigsten Aufwandsarten sind: Löhne und Gehälter, eingesetzte Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe, Aufwendungen für den Fremdstrombezug, in Anspruch genommene Fremdleistungen für die Wartung und Instandsetzung von Sachanlagen, Abschreibungen auf Sachanlagen, Steuern und dgl.

In der Vermögens- und Erfolgsrechnung finden die vielschichtigen betrieblichen Prozesse ihren wertmäßigen Ausdruck. Um jedoch zu fundierten Schlußfolgerungen über die Rentabilität, die Liquidität, die Ertragskraft oder den Verschuldungsgrad eines Unternehmens zu gelangen, bedarf es einer sorgfältigen bilanzanalytischen Betrachtung. Zur Veranschaulichung sollen die freundlicherweise zur Verfügung gestellten Kurzfassungen der Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung des Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerks AG, Essen, herangezogen werden.

Bilanz zum 30. Juni 1978

Aktiva

Anlagevermögen	Mio. DM
Sachanlagen und immaterielle Anlagewerte	19 467
Finanzanlagen	1 714
Gesamt	21 181
Umlaufvermögen	
Vorräte	731
Andere Gegenstände des Umlaufvermögens	2 069
Gesamt	2 800
Rechnungsabgrenzungsposten	37
Bilanzsumme	24 019

Passiva

Grundkapital	1 800
Offene Rücklagen	2 117
Sonderposten mit Rücklageanteil	19
Prof. Dr. Koepchen-Studienstiftung	1
Wertberichtigungen	11 219
Rückstellungen	2 959
Verbindlichkeiten mit einer Laufzeit von mindestens 4 Jahren	3 339
Andere Verbindlichkeiten	1 482
Rechnungsabgrenzungsposten	831
Bilanzgewinn	253
Bilanzsumme	24 019

Gewinn- und Verlustrechnung vom 1. Juli 1977 bis 30. Juni 1978

		Mio. DM
Umsatzerlöse nach Bestandsveränderung*)		8 212
Andere aktivierte Eigenleistungen		40
Gesamtleistung		8 252
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe sowie für bezogenene Waren und Abschreibungen auf Kernbrennelemente (Arbeitsanteil)		4 325
Rohertrag		3 927
Erträge aus Gewinnabführungsverträgen und Beteiligungen	237	
Sonstige Zinen und ähnliche Erträge	43	
Erträge aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens und aus Zuschreibungen zu Gegenständen des Anlagevermögens	8	
Übrige Erträge	70	
		358
		4 285
Personalaufwendungen	1 238	
Abschreibungen und Wertberichtigungen	1 120	
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	283	
Steuern	549	
Übrige Aufwendungen	748	
		3 938
Jahresüberschuß		347
Gewinnvortrag aus dem Vorjahr		1
		348
Einstellungen aus dem Jahresüberschuß in offene Rücklagen		95
Bilanzgewinn		253

*) ohne Ausgleichsabgabe nach dem Dritten Verstromungsgesetz

Erläuterungen

Sachanlagen:
Grundstücke, Gebäude, Kraftwerksanlagen, Kernbrennelemente, Leitungsnetzanlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung.

Immaterielle Anlagewerte:
Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte usw.

Finanzanlagen:
Beteiligungen.

Andere Gegenstände des Umlaufvermögens:
Geleistete Anzahlungen, Forderungen an Kunden und verbundene Unternehmen, Kasse- und Bankguthaben usw.

Aktive Rechnungsabgrenzung:
Disagio und andere Geldbeschaffungskosten sowie Ausgaben für Mieten, Pachten, Steuern usw., die Aufwand des nächsten Geschäftsjahres sind.

Offene Rücklagen:
Gesetzliche Rücklage, Rücklage für Anlagenerhaltung, Energiebezugsverpflichtungen usw.

Sonderposten mit Rücklagenanteil:
Sonderrücklagen auf Grund der steuerlichen Gesetzgebung.

Wertberichtigungen:
Wertberichtigungen zu Posten des Sachanlagevermögens sowie Pauschalwertberichtigung zu Forderungen.

Rückstellungen:
Ruhegelder, Aufwendungen für unterlassene Instandhaltungen, ungewisse Verbindlichkeiten (soweit dem Grunde, aber nicht der Höhe nach bekannt), drohende Verluste und Gewährleistungen.

Passive Rechnungsabgrenzung:
Anschlußbeisteuern, Baukostenzuschüsse usw.

Neben den allgemein üblichen Bilanzerläuterungen dient zur Beurteilung der wirtschaftlichen Zusammenhänge und Entwicklung eine Reihe von Kennzahlen, die im Vergleich mit denen der Vorjahre oder auch den in die Zukunft gerichteten Planansätzen von besonderem Interesse sind.
Die Kennzahlen geben beispielsweise Aufschluß über die Kapitalrentabilität, den Eigen- und Fremdfinanzierungsgrad von Sachanlagen und anderen Vermögenswerten, die Umschlagshäufigkeit des umsatzbezogenen Kapitals, den Eigen- und Fremdkapitalanteil, Anteil des Personalaufwandes und dgl. Aus der Fülle von Kennzahlen wird man die für das eigene Unternehmen zweckmäßigsten auswählen, kontinuierlich ermitteln und zur besseren Übersicht graphisch auftragen. Ein solches Kennzahlensystem ermöglicht es, die vielschichtigen Zusammenhänge einer Jahresabschlußrechnung zu durchdringen, Ansatzpunkte für analytische Untersuchungen zu entdecken und schließlich der Unternehmensleitung wertvolle Hinweise für geschäftspolitische Entscheidungen anhand zu geben.

Literaturverzeichnis

Literatur zu Kapitel 1

Boll, G., Geschichte des Verbundbetriebes, VWEW, Frankfurt 1969

Dettmar, G. Die Entwicklung der Starkstromtechnik in Deutschland, etz-Verlag, Berlin 1940

Roser, H., Rationalisierungserfolge in der Elektrizitätswirtschaft. etz-a Bd. 81 (1960) H. 20/21, S. 688

Staab, A., Elektrizitätswirtschaft – gestern, heute, morgen. Energie-Verlag, Heidelberg 1972

Weber, H., 75 Jahre Stromvertrieb in Berlin. Elektrizitätswirtschaft Jg. 58 (1959), H. 9, S. 319

Wissell, R., 75 Jahre öffentliche Stromversorgung in Deutschland. Elektrizitätswirtschaft Jg. 58 (1959) H. 9, S. 306

Kraftwerke Europas 1: Bundesrepublik Deutschland. Verlag A. F. Koska, Berlin – Wien 1967

Literatur zu Kapitel 2

Bundesministerium für Wirtschaft, Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland (Statistische Jahresberichte des Referates Elektrizitätswirtschaft). Elektrizitätswirtschaft Jg. 50 (1951) – Jg. 78 (1979)

Bundesministerium für Wirtschaft (Hrsg.), Energieprogramm der Bundesregierung/Zweite Fortschreibung vom 14.12.1977. Bonn 1977

Erche, M., *Heidinger, P. F.*, Entwicklungstendenzen der Stromversorgung am Beispiel eines Energiemodells für die Bundesrepublik Deutschland, Current Report for the CIGRE Group 41 Meeting, Paris Sept. 1978

Müller, W., *Stoy, B.*, Entkopplung: Wirtschaftswachstum ohne mehr Energie? Deutsche Verlags-Anstalt, Stuttgart 1978

Pestel, E. u. a., Das Deutschland-Modell. Deutsche Verlags-Anstalt, Stuttgart 1978

Roser, H., Rationalisierungserfolge in der Elektrizitätswirtschaft. etz-a Bd. 81 (1960) H. 20/21, S. 688

VDEW-Arbeitsausschuß „Marktforschung – Elektrizitätsanwendung“, Überlegungen zur künftigen Entwicklung des Stromverbrauchs privater Haushalte in der Bundesrepublik Deutschland bis 1990. Frankfurt 1977

Literatur zu Kapitel 3

Bischoff, G., *Gocht, W.* (Hrsg.), Das Energiehandbuch. Verlag Vieweg, Braunschweig 1979

Bundesministerium für Forschung und Technologie (Hrsg.), Programmstudie Nichtnukleare Energieträger. Bonn 1975

Bundesministerium für Wirtschaft (Hrsg.), Energieprogramm der Bundesregierung/Zweite Forschreibung vom 14.12.1977. Bonn 1977

Bundesministerium für Wirtschaft, Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland (Statistische Jahresberichte des Referates Elektrizitätswirtschaft). Elektrizitätswirtschaft Jg. 50 (1951) – Jg. 78 (1979)

Matthöfer, H. (Hrsg.), Energiequellen für morgen? Umschau Verlag, Frankfurt/M. 1976

Meliß, M., Zur Bedeutung regenerativer Energiequellen für die zukünftige Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland. etz-a Bd. 99 (1978) H. 7, S. 427

Michaelis, H., Kernenergie. Deutscher Taschenbuch Verlag, München 1977

Stoy, B., Wunschenergie Sonne. Energie-Verlag, Heidelberg 1977

Literatur zu Kapitel 4

Bucholdt, H., Happoldt, H., Elektrische Kraftwerke und Netze. Springer-Verlag, Berlin – Heidelberg – New York 1963

Bundesministerium für Forschung und Technologie, Zur friedlichen Netzung der Kernenergie. Bonn 1977

Bundesministerium für Wirtschaft, Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland (Statistische Jahresberichte des Referates Elektrizitätswirtschaft). Elektrizitätswirtschaft Jg. 50 (1951) – Jg. 78 (1979)

Deuster, G., Einsatz von Kernenergie für Fernheizungen. Fernwärme international 4 (1975) H. 6, S. 200

Dörner, H., Windenergie – Erfahrungen und Entwicklungen. etz Bd. 100 (1979) H. 2, S. 75

v. Gersdorff, B., Kraftwerke in Berlin. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 78 (1979) H. 24

Glatzel, F.-J., Stoy, B., Zum Einsatz von Sonnenkraftwerken. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 77 (1978) H. 20, S. 693

Hein, K., Blockheizkraftwerke mit Kompaktaggregaten. Kommunalwirtschaft 1978 H. 2, S. 62

Michaelis, H., Kernenergie. Deutscher Taschenbuch Verlag, München 1977

Prinz, W., Das Flensburger Energiekonzept. Sonderdruck Nr. 3117 aus Fernwärme international 8 (1979)

Stoy, B., Wunschenergie Sonne. Energie-Verlag, Heidelberg 1977

Kerntechnik; in Ullmanns Enzyklopädie der techn. Chemie, Band 14. Verlag Chemie GmbH, Weinheim 1977

Kraftwerke Europas 1: Bundesrepublik Deutschland. Verlag A. F. Koska, Berlin – Wien 1967

Literatur zu Kapitel 5

Beyer, M., Brinkmann, K., Kühne, B., Schaefer, H., Einfluß elektrischer Felder auf lebende Organismen. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 78 (1979) H. 19

Bischoff, G., Gocht, W., Das Energiehandbuch. Verlag Vieweg, Braunschweig 1979

Brinkmann, J., Die Langzeitwirkung hoher elektrischer Wechselfelder auf Lebewesen am Beispiel frei beweglicher Ratten. Dissertation TU Hannover 1976

Brinkmann, K., Electrical energy supply in conurbation areas as demonstrated by West Berlin. Transactions: The South African Institute of Electrical Engineers. Vol. 68 (1977) H. 4, S. 86

Brinkmann, K., Leber, R., Niehage, G., Elektrotechnik und Sicherheit – Die Arbeit der Deutschen Elektrotechnischen Kommission. etz-a Bd. 93 (1972) H. 12, S. 687

Buntenkötter, S., Jacobsen, J., Experimentelle Untersuchungen am Modelltier Schwein zur Bestimstimmung der Gefährdungsbereiche verschiedener Stromformen; in Haus der Technik – Vortragsveröffentlichungen H. 388, S. 21. Vulkan-Verlag, Essen 1976

Busch, H.-G., Stamer, J.-H., CIGRE 1978, Gruppe 31: Netzplanung. etz-aBd. 99 (1978) H. 12, S. 714

Denzel, P., Grundlagen der Übertragung elektrischer Energie. Springer-Verlag, Berlin – Heidelberg – New York 1966

Ekström, Å., Härtel, H., Holfeld, H., Kind, D., Lips, H. P., Schultz, W., Joss, P., Design and testing of an HVDC circuit-breaker. CIGRE-Paper 13-06/76

v. Gersdorff, B., Kraftwerke in Berlin. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 78 (1979) H. 24

Hubert, F. J., Gent, M. R., Half-wavelength power transmission lines. IEEE Spectrum 2 (1965), S. 87

Jötten, R., Rumpf, E., CIGRE 1978, Gruppe 14: HGÜ-Anlagen. etz-a Bd. 99 (1978) H. 12, S. 718

Kühne, B., Methoden zur Untersuchung des Einflusses hoher elektrischer 50-Hz-Felder auf den menschlichen Organismus. Dissertation Universität Hannover 1979

Lau, H., Hardt, W., Energieverteilung. Verlag Vieweg, Braunschweig 1968

VDE, VDE 0100: Bestimmungen für das Errichten von Starkstromanlagen mit Nennspannungen bis 1000 V. VDE-Verlag, Berlin

Literatur zu Kapitel 6

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Verkehr, Energie Spar-Tips. München 1978

Bundesministerium für Wirtschaft (Hrsg.), Energieprogramm der Bundesregierung/Zweite Fortschreibung vom 14.12.1977. Bonn 1977

Bundesministerium für Wirtschaft, Haushalten im Haushalt: Energie Spar-Tips. Bonn 1978

Deparade, K., Energie sparen – Kosten senken. etz-b Bd. 30 (1978) H. 1, S. 1

Deparade, K., Stromeinkaufsvorteile nutzen. etz-b Bd. 30 (1978) H. 6, S. 210

Deparade, K., Kraft-Wärme-Kopplung im Aufwind? Kommunalwirtschaft 1979, H. 2, S. 61

Forschungsstelle für Energiewirtschaft, Technologien zur Einsparung von Energie im Endverbrauchssektor Industrie (Teil 2). München 1976

Müller, W., Stoy, B., Entkopplung: Wirtschaftswachstum ohne mehr Energie? Deutsche Verlags-Anstalt, Stuttgart 1978

Schaefer, H., Analyse des industriellen Energiebedarfs. Betriebstechnik 10/75, Beilage PPI III/1975, S. 49

Weise, A., Wirtschaftliche Dampf- und Stromerzeugung; in: Energiekosten senken! Technischer Verlag Resch, Gräfelfing/München 1977, S. 129

Literatur zu Kapitel 7

Schneider, R., Schnaus, G., Elektrische Energiewirtschaft. Springer Verlag, Berlin 1936

Sochinsky, B., Die Vorausberechnung der Selbstkosten von Elektrizitätswerken. etz-a Bd. 39 (1918), S. 125

Wolf, M., Enzyklopädie der Energiewirtschaft, 2. Band. Springer Verlag, Berlin 1959

Literatur zu Kapitel 8

Hamerak, K., Elektronenrechner steuern Kraftwerke und optimieren die elektrische Lastverteilung. Automatik Bd. 8 (1963) S. 209

Königshofer, E., Kurzgefaßte Elektrizitätswirtschaftslehre. Springer-Verlag, Wien 1952

Zollenkopf, K., Wirtschaftliche Kraftwerks- und Netzplanung mit elektronischen Rechenanlagen. Elektrizitätswirtschaft Jg. 64 (1965), H. 19, S. 543

Literatur zu Kapitel 9

Deparade, K., Netz- und Anschlußkosten in der Elektrizitätswirtschaft der Bundesrepublik Deutschland. Dissertation TU Braunschweig 1974

Verordnung über Allgemeine Tarife für die Versorgung mit Elektrizität (Bundestarifordnung Elektrizität) vom 26.11.1971 i.d.F. v. 30.1.1980, BGBl 122

Verordnung PR Nr. 18/52 über Preise für elektrischen Strom, Gas und Wasser vom 26. März 1952, BAnz. Nr. 62

Literatur zu Kapitel 10

Baer-Henney, J.-D., Die stromwirtschaftliche Betätigung industrieller Eigenanlagen aus öffentlichrechtlicher Sicht. Dissertation TU Braunschweig 1972

Deparade, K., Netz- und Anschlußkosten in der Elektrizitätswirtschaft der Bundesrepublik Deutschland. Dissertation TU Braunschweig 1974

Eiser, G., Riederer, J., Obernolte, E., Danner, W., Energiewirtschaftsrecht, Loseblatt-Kommentar, Stand April 1978. Beck-Verlag, München

Evers, H. U., Das Recht der Energieversorgung. Goldmann-Verlag, München 1974

Fischerhof, H., Rechtsfragen der Energiewirtschaft I u. II. Verlag für Sozialwissenschaften, Frankfurt 1956

Gröner, H., Die Ordnung der deutschen Elektrizitätswirtschaft. Nomos-Verlag, Baden-Baden 1975

John, R., Die Übernahme der Versorgung eines bestimmten Versorgungsgebietes durch ein Dritt-EVU. Dissertation TU Braunschweig 1971

Ludwig, W., *Cordt, A.*, *Stech, J.*, Recht der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserversorgung, Loseblatt-Kommentar, Stand 1973. Kommentator-Verlag, Frankfurt

Malzer, G., Das Recht der Energielieferungsverträge. Verlagsgesellschaft Recht und Wirtschaft, Heidelberg 1976

Quensen, H., Die Bedeutung der Wettbewerbsregeln des EWG-Vertrages für die Elektrizitätswirtschaft der Bundesrepublik Deutschland und der übrigen EWG-Mitgliedstaaten. Dissertation TU Braunschweig 1973

Scheuten, G., *Tegethoff, W.*, Das Recht der öffentlichen Energieversorgung, Loseblatt-Kommentar, Stand April 1978. Verlag Energiewirtschaft und Technik, Gräfelfing/München

Vereinigung Industrieelle Kraftwirtschaft – VIK, Energierecht. Vulkanverlag, Essen 1966

Literatur zu Kapitel 11

Bundesministerium des Innern (Hrsg.), Sicherheit kerntechnischer Einrichtungen und Strahlenschutz. Bonn 1974

Eiser, G., *Riederer, J.*, *Obernolte, E.*, *Danner, W.*, Energiewirtschaftsrecht, Loseblatt-Kommentar, Stand April 1978. Beck-Verlag, München

Ernst, W., *Zinkahn, W.*, *Bielenberg, W.*, Bundesbaugesetz, Loseblatt-Kommentar, Stand September 1977. Beck-Verlag, München

Ernst, W., *Hoppe, W.*, Das öffentliche Bau- und Bodenrecht, Raumplanungsrecht. Juristisches Kurzlehrbuch für Studium und Praxis. Beck-Verlag, München 1978

Evers, H. U., Das Recht der Energieversorgung. Goldmann-Verlag, München 1974

Evers, H. U., Das Recht der Raumordnung. Goldmann-Verlag, München 1973

Feldhaus, G., Bundesimmissionsschutzrecht, Loseblatt-Kommentar, Stand März 1978. Deutscher Fachschriften-Verlag, Wiesbaden

Fischerhof, H., Deutsches Atomgesetz und Strahlenschutzrecht. Nomos-Verlag, Baden-Baden 1978

Hanning, A., Umweltschutz und überbetriebliche technische Normung. Heymann-Verlag, Köln 1976

Lindackers, *Aurand*, *Hug*, Kernenergie, Nutzen und Risiko. Deutsche Verlags-Anstalt, Stuttgart 1970

Plischka, H.-P., Technisches Sicherheitsrecht. Duncker und Humblot Verlag, Berlin 1969

Sellner, D., Immissionsschutzrecht und Industrieanlagen. Zulassung – Abwehr – Kontrolle nach dem BImSchG, 1978

Scheuten, G., *Tegethoff, W.*, Das Recht der öffentlichen Energieversorgung, Loseblatt-Kommentar, Stand April 1978. Verlag Energiewirtschaft und Technik, Gräfelfing/München

Schmieder, K., Atomanlagengenehmigung und Bestandsschutz von Atomanlagen bei nachrückender Industrieansiedlung. Heymann-Verlag, Köln 1977

Sachwortverzeichnis